



Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft

Ein Beitrag zum Klimaschutz

herausgegeben von J.-Fr. Hake, K. Schultze



Workshop am 19. Februar 1997

veranstaltet von

Forschungszentrum Jülich GmbH

Deutsche Physikalische Gesellschaft

Forschungszentrum Jülich GmbH
Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung
Deutsche Physikalische Gesellschaft
Arbeitskreis Energie

Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft

– Ein Beitrag zum Klimaschutz –

Workshop am 19. Februar 1997

veranstaltet von
Forschungszentrum Jülich GmbH
Deutsche Physikalische Gesellschaft

im Physikzentrum der
Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Bad Honnef

herausgegeben von
Jürgen-Friedrich Hake, Klaus Schultze

Redaktion
Peter Gebauer

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Umwelt

Band 2

ISSN 1433-5530 ISBN 3-89336-206-1

Die Deutsche Bibliothek - CIP-Einheitsaufnahme

Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft : ein Beitrag zum Klimaschutz ;
Workshop am 19. Februar 1997 im Physikzentrum der Deutschen Physikalischen Gesellschaft,
Bad Honnef / Forschungszentrum Jülich GmbH, Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung ; Deutsche Physikalische Gesellschaft, Arbeitskreis Energie. Hrsg.
von J.-F. Hake ; K. Schultze. - Jülich : Forschungszentrum, Zentralbibliothek, 1997
(Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Umwelt ; Band 2)
ISBN 3-89336-206-1

Herausgeber und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
ZENTRALBIBLIOTHEK
D-52425 Jülich
Telefon (02461) 61-5368 · Telefax (02461) 61-6103
e-mail: zb-publikation@fz-juelich.de

Umschlaggestaltung: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 1997

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Umwelt, Band 2 (Systemanalysen)

ISSN 1433-5530

ISBN 3-89336-206-1

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Inhalt

Vorwort

J. Treusch, Forschungszentrum Jülich..... 3

Einleitung

J.-Fr. Hake, Forschungszentrum Jülich, K. Schultze, Deutsche Physikalische Gesellschaft 5

Energietechnische Optionen

U. Wagner, Technische Universität München..... 13

Die Rolle erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft unter veränderten Randbedingungen

J.-Fr. Hake, P. Markewitz, D. Martinsen, Forschungszentrum Jülich 23

Beitrag der Windenergie

W. Kleinkauf, M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper Universität GH Kassel 41

Energetische Verwertung von Biomasse

H. Mohr, Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg 49

Perspektiven der solaren Stromerzeugung

J. Nitsch¹, F. Staiß², F. Trieb¹

¹Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, ²Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) 57

Empfehlungen zu einer wirksamen Markteinführung Solarthermischer Kraftwerke

F. Trieb, J. Nitsch, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, 81

Auswirkungen auf die elektrische Energieversorgung

G. Daniëls, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen ... 87

Ordnungspolitische Optionen

W. Pfaffenberger, Bremer Energie-Institut 93

Energiewirtschaft im Wandel

H. Bergmann, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung..... 103

Aktionsprogramm zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung in Deutschland

H.-M. Groscurth und W. Bräuer, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung..... 113

Schlußfolgerungen

K. Schultze, Deutsche Physikalische Gesellschaft, J.-Fr. Hake, Forschungszentrum Jülich ... 127

Teilnehmerliste 135

Vorwort

Schutz der Erdatmosphäre und Maßnahmen gegen den anthropogenen Treibhauseffekt haben seit Veröffentlichung des Brundtland-Reports "Our Common Future" im Jahr 1987, spätestens aber seit der Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro einen hohen politischen Stellenwert.

Deutschland gehört zu den Vorreitern einer engagierten Klimaschutzpolitik. Der Deutsche Bundestag hat sich seit 1987 in zwei Enquete-Kommissionen mit dem Thema befaßt und Empfehlungen hierzu abgegeben. Auf dieser Basis hat sich Deutschland bekanntlich ein anspruchsvolles Nahziel gesetzt, nämlich bezogen auf 1990 die energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25% zu verringern. Inzwischen sind von der Bundesregierung zwei Klimaschutzberichte vorgelegt worden, die eine Fülle von bereits ergriffenen Maßnahmen aufweisen. Analysen der sich abzeichnenden Trends zeigen aber auch, daß diese Maßnahmen nicht ausreichen werden, um das deutsche Klimaschutzziel zu erreichen.

Von erneuerbaren Energiequellen wird ein besonderer Beitrag zum Klimaschutz erwartet, da ihr Einsatz mit ungleich niedrigeren CO₂-Emissionen als der fossiler Energiequellen verbunden ist. Andererseits sind diese Optionen im allgemeinen noch nicht wettbewerbsfähig, wenn auch technischer Fortschritt in Verbindung mit staatlichen Förderprogrammen dazu geführt hat, daß einzelne Techniken wie Windkraftanlagen verstärkt eingesetzt werden und dadurch zur Marktreife kommen. In Deutschland hat die durch das Stromeinspeisegesetz geregelte Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom erheblichen Anteil an einer verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen.

Energieversorgungsunternehmen leisten bereits durch zahlreiche Maßnahmen einen aktiven Beitrag zur Reduktion von Schadstoffemissionen und auch zum Klimaschutz. Sie analysieren die Einsatzmöglichkeiten für regenerative Energiequellen und richten Pilotprojekte ein. Die Unternehmen äußern aber auch Bedenken, wenn aus ihrer Sicht Wettbewerbsnachteile zu befürchten sind oder Lasten ungleich verteilt werden.

In mehreren Gesprächen haben Vertreter des Arbeitskreises Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG), Repräsentanten der Helmholtz-Zentren (HGF) sowie Fachleute aus Universitäten und Energiewirtschaft nach einem Weg gesucht, der zu einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft führen kann. Die Gespräche führten schließlich zu einem Workshop, der von der Programmgruppe Systemforschung und Tech-

nologische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich und dem Arbeitskreis Energie der DPG am 19. Februar 1997 im Physikzentrum in Bad Honnef veranstaltet wurde.

In Kurzvorträgen wurden der gegenwärtige Entwicklungsstand, Potentiale für die Nutzung einzelner regenerativer Energiequellen sowie Auswirkungen ihrer Nutzung auf das Stromnetz dargestellt. Daran anschließend wurden die ordnungspolitischen Rahmenbedingungen und der Stand der Deregulierungsdebatte referiert. Ein Vorschlag mit Eckpunkten für ein Aktionsprogramm bildete die Grundlage für die darauf folgende ausführliche Diskussion mit den energie- und umweltpolitischen Sprechern der Bundestagsfraktionen.

Die Veranstalter können nun eine Zusammenfassung der wesentlichen Gedanken vorlegen und damit die Ergebnisse des Workshops einem größeren Kreis von Interessenten präsentieren. Ich bedanke mich bei den Referenten für die kompetenten Beiträge und bei allen Teilnehmern für die sachliche Diskussion.

Der Workshop hat eine fachlich fundierte und konsensorientierte Plattform für die politische Willensbildung geschaffen. Ich hoffe, daß damit ein weiterer Anstoß zum verstärkten Ausbau erneuerbarer Energiequellen gegeben werden kann, und wünsche der Initiative weiterhin viel Erfolg.

Jülich, im April 1997

Joachim Treusch

Redaktion: Dipl.-Phys. Peter Gebauer

Einleitung

Jürgen-Friedrich Hake¹, Klaus Schultze²

¹Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe

Systemforschung und Technologische Entwicklung,

²Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Klimaänderungen und deutsche Klimaschutzpolitik

Die Konzentration von Treibhausgasen wie Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (NO₂) in der Atmosphäre ist gegenüber vorindustriellen Zeiten stark angestiegen: bei CO₂ von rund 280 auf 360 ppmv, bei CH₄ von 700 auf 1720 ppbv und bei NO₂ von 275 auf 310 ppbv. Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf menschliche Aktivitäten, insbesondere die Verbrennung fossiler Energieträger, aber auch die Landwirtschaft und Änderungen in der Landnutzung zurückzuführen. Der Anstieg der Treibhausgaskonzentrationen verändert die Strahlungsbilanz der Erde und verursacht eine Erwärmung der Atmosphäre. Dieser zusätzliche anthropogene Treibhauseffekt hat zumindest teilweise zum Anstieg der mittleren globalen bodennahen Lufttemperatur um etwa 0,6°C seit Ende des 19. Jahrhunderts geführt. Eine weitere Temperaturerhöhung ist durch die verzögerte Erwärmung des Ozeans selbst dann zu erwarten, wenn es gelänge, durch Emissionssenkungen die Treibhausgaskonzentrationen bereits auf dem heutigen Niveau zu stabilisieren.

Die Kenntnisse über das Klimasystem der Erde sind zwar hinsichtlich der regional zu erwartenden Veränderungen noch mit vielen Unsicherheiten behaftet, aber die Fachleute des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) gehen für globale Folgen davon aus, daß "Klimaänderungen wahrscheinlich vielfältige und im wesentlichen nachteilige Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit haben und zu einer bedeutenden Anzahl von Todesfällen führen werden." /IPCC 1996, p. 9/. Sie weisen darauf hin, daß mit einem weiteren, quantitativ erschreckenden Anstieg der Konzentrationen gerechnet werden muß, der sich aus den steigenden Emissionen durch anhaltendes Bevölkerungswachstum, starkes Wirtschaftswachstum in einigen Schwellenländern und nicht zuletzt dem weiterhin hohen Energieverbrauch in den alten Industrieländern abschätzen läßt.

Diese sich abzeichnende Entwicklung steht in starkem Gegensatz zum Artikel 2 des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UN FCCC). Danach ist

"... die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau zu erreichen, auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird. Ein solches Niveau sollte innerhalb eines Zeitraums erreicht werden, der ausreicht, damit sich die Ökosysteme auf natürliche Weise den Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelherzeugung nicht bedroht wird und die wirtschaftliche Entwicklung auf nachhaltige Weise fortgeführt werden kann." /UN FCCC/.

Einzelne Länder stellen sich diesem politischen Anspruch. Sie haben bereits eigene Schutzziele formuliert und ergreifen zahlreiche Maßnahmen, mit denen sie einen aktiven Beitrag zum Klimaschutz leisten wollen. So hat sich Deutschland 1995 auf der ersten Konferenz der Vertragsstaaten zur Klimarahmenkonvention in Berlin verpflichtet, die aus der Verbrennung fossiler Energieträger resultierenden CO₂-Emissionen von 1990 bis zum Jahr 2005 um 25% zu verringern. Länder wie Japan oder Frankreich haben sich als Nahziel wenigstens zur Stabilisierung ihrer Emissionen verpflichtet. Andererseits hat sich eine Reihe von Ländern, insbesondere Schwellenländer wie Indien, China oder Indonesien, aus naheliegenden Gründen bisher überhaupt nicht festgelegt.

In Deutschland basieren viele Ansätze und Konzepte zum Klimaschutz auf den Arbeiten der beiden Enquete-Kommissionen "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" und "Schutz der Erdatmosphäre" des 11. und 12. Deutschen Bundestages /Enquete K/. Der erste Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen weist mehr als 100 Einzelmaßnahmen auf, die sich auf die Bereiche Energieversorgung, Verkehr, Gebäudewirtschaft, Neue Technologien, Land- und Forstwirtschaft sowie Abfall beziehen. Dazu zählen neben ökonomischen Instrumenten auch ordnungsrechtliche Anforderungen sowie Informationen, Beratungen, Aus- und Fortbildungsmaßnahmen /BMU 1994/. Als Beitrag zur Bewertung dieser Maßnahmen hat das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft und Forschung (BMBF) das Projekt IKARUS eingerichtet. Es geht über die Arbeiten der Enquete-Kommissionen hinaus, indem Werkzeuge und Strategien zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels systematisch analysiert werden. Die Ergebnisse des IKARUS-Projekts bilden inzwischen eine wichtige Grundlage für einen weiteren Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland, der gegenwärtig erstellt wird. IKARUS gilt inzwischen für viele Länder als richtungsweisendes Beispiel dafür, wie eine möglichst umfassende nationale Strategie gegen den anthropogenen Treibhauseffekt entwickelt werden kann /IKARUS/.

Die deutsche Wirtschaft hat deutlich gemacht, daß sie beabsichtigt, ihren Beitrag zur Bekämpfung des Treibhauseffektes zu leisten. Aus ihrer Sicht stellen Kompensationslösungen und Selbstverpflichtungserklärungen besonders geeignete Instrumente dar. Auf dieser freiwilligen Basis hat die deutsche Wirtschaft zugesagt, ihren Ausstoß an Kohlendioxid um 20% bis

2005 gegenüber 1990 zu senken. Ein Bericht über den Stand der bisher eingetretenen Entwicklung soll im Herbst 1997 erstmalig vorgelegt werden. Aus Sicht der Wirtschaft ist es wesentlich, daß wirtschaftlich verträgliche Maßnahmen zum Klimaschutz ergriffen werden, die die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Branchen nicht gefährden. Für die Elektrizitätswirtschaft sind der neue Ordnungsrahmen des liberalisierten Strommarktes und hieraus resultierende Veränderungen besonders zu beachten. Hier erwartet man bei zukünftig anstehenden Investitionen eine Verschiebung zu Gaskraftwerken, die aus Sicht des Klimaschutzes günstig ist, sofern es sich um GuD-Kraftwerke mit hohen Wirkungsgraden handelt. Wenn es aber zu einer einseitig am Gas orientierten Versorgungsstruktur käme, wäre dies aus Gründen der Versorgungssicherheit problematisch.

Mit Blick auf eine anzustrebende Stabilisierung der Konzentration der Klimagase reichen alle diese Schritte jedoch bei weitem nicht aus. Sie können höchstens einen weiteren Anstieg verlangsamen. Es gibt daher vielfältige Bestrebungen, mit weiteren Maßnahmen das Klima wirksamer zu schützen. Neben einem veränderten Verbraucherverhalten wird von einer verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen ein wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz erwartet.

Das Energiememorandum der DPG zum Berliner Klimagipfel 95

Der Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft hat sich über mehrere Jahre hinweg mit dem Klimaschutz befaßt und schließlich als Ergebnis seiner Beratungen ein weitbeachtetes Energiememorandum vorgelegt, das vom Vorstandsrat der Gesellschaft im März 1995 verabschiedet wurde. Eine wesentliche Forderung des Memorandums zielt darauf ab, "... die Kohlendioxid-Emissionen für Deutschland bis zum Jahr 2050 auf 20% der heutigen Werte zu senken." Die DPG erwartet dabei, daß "... Deutschland als eines der wirtschaftlich und technologisch führenden Länder auf dem Weg zur Stabilisierung des Klimas einen Schritt vorausgeht." In Anbetracht des zu beachtenden Zeithorizonts "... müssen dringlich wirtschaftliche und strukturelle Rahmenbedingungen mit Planungssicherheit für die Industrie geschaffen werden, auch dann, wenn sie erst in absehbarer Zeit wirtschaftlich sein können. Dies betrifft alle Sektoren, den der Energienutzung, den der erneuerbaren Energien und den der Kernenergie." Die DPG identifiziert als Schwerpunkte des zukünftigen Handelns

- Die *Stromwirtschaft*, die bei etwa gleichbleibendem Strombedarf ihre CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 auf höchstens 20% des heutigen Werts reduzieren soll. Um dies zu erreichen, wird ein Programm gefordert, mit dem bis zum Jahr 2030 ein Drittel des deutschen Strombedarfs aus regenerativen Quellen gedeckt werden soll.
- Die Bereitstellung von *Wärme in Gebäuden und in der industriellen Produktion*, die ebenfalls soweit verändert werden soll, daß die daraus resultierenden CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 auf höchstens 20% des heutigen Werts absinken. Für Gebäude möchte man dies

im wesentlichen durch eine stufenweise Verschärfung von Wärmeschutz- bzw. Energieeinsparverordnungen in der Gebäudewirtschaft erreichen. Durch sie soll langfristig der zulässige Verbrauch an fossilen Brennstoffen von heute durchschnittlich 280 KWh pro Quadratmeter und Jahr auf 50 KWh begrenzt werden. Bei der Bereitstellung von Prozesswärme bis 900°C in der Industrie sieht die DPG weniger Raum für eine drastische Verringerung des Energiebedarfs. In diesem Bereich könnten die CO₂-Emissionen unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes längerfristig durch den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren kleinerer Leistungen verringert werden.

- Den *Verkehrssektor*, bei dem neben der Vermeidung von Verkehr eine Verlagerung auf emissionsärmere Verkehrsträger im Vordergrund steht. /DPG 1995/

Ermutigt und herausgefordert durch die positive Resonanz auf das Energiememorandum möchte der Arbeitskreis Energie gemeinsam mit Vertretern aus Forschungszentren der Helmholtz-Gemeinschaft, Universitäten und der Energiewirtschaft weitergehende Schritte initiieren. Die Initiative konzentriert sich vorerst auf

- verstärkten Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft sowie auf
- rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien für die Wärmebereitstellung.

Der Sektor der erneuerbaren Energien in der Stromwirtschaft

Entscheidungen über die zukünftige Stromwirtschaft und auch über eine Neuregelung der Einspeisevergütung sind seit einiger Zeit im Mittelpunkt des politischen Interesses. Dementsprechend haben wir uns als Veranstalter auf den Bereich der regenerativen Energien konzentriert, und das unter vier zusätzlichen Aspekten:

1. Die erneuerbaren Energien sind ein zentrales Element für einen Minimalkonsens. Dies meinen wir im Hinblick auf den Streit um die Kernenergie und auf die Unübersichtlichkeit bei den verschiedensten Maßnahmebündeln zur Verbesserung der rationellen Energienutzung. Sachlich gesehen kann in dem eingeschränkten Bereich der erneuerbaren Energien in der Stromwirtschaft schneller ein mittelfristig tragfähiger Konsens gefunden werden. Natürlich müssen die großen technischen Einsparpotentiale in der Gebäudewirtschaft möglichst effektiv genutzt werden, aber wir möchten dieses in einem späteren Workshop getrennt diskutieren.

2. Auf diesem eingeschränkten Feld der Stromwirtschaft sind für die anstehenden Entscheidungen in der Energiepolitik die wichtigsten Vorarbeiten bereits gemacht, und unter den Wissenschaftlern besteht eine große Einigkeit hinsichtlich der mittelfristigen Ziele und der begehbaren Wege. Quantitativ gesehen mag es unterschiedliche Meinungen über Prioritäten geben. Aber dies ist nicht wirklich ein Streitpunkt, weil jede Linie der erneuerbaren Energiequellen gestärkt werden muß.
3. Energiepolitik ist als Teil der Klimaschutzpolitik ein Wettlauf mit der Zeit. Es gibt Fehler, die kompensiert werden können, aber auch Versäumnisse, die sich nicht aufholen lassen. Der Handlungsbedarf bei den erneuerbaren Energien ist besonders groß, denn hier sind die Versäumnisse der letzten Jahre - vom Windbereich einmal abgesehen - schwerwiegend und erschreckend. Dabei ist entscheidend, daß auch bei noch so großzügiger Finanzierung der Weg vom Pilotprojekt über das groß angelegte Demonstrationsvorhaben und die Markterprobung bis zur Markteinführung und Marktdurchdringung mindestens drei Jahrzehnte in Anspruch nimmt. Die Erfolge bei der Windenergie dürfen nicht darüber hinwegtäuschen, daß damit erst ein halbes Prozent des deutschen Strombedarfs gedeckt werden kann. Wir sind also selbst bei dieser Technologie noch weit entfernt von einer quantitativ gewichtigen und damit wirklich zählenden Option für unsere Stromversorgung. Auf Ganze gesehen wird heute die Einführung der erneuerbaren Energien weiter verzögert, obwohl die Kosten dafür am Anfang des Gesamtprozesses relativ gering sind.
4. Eine Offenlegung der absehbaren Perspektiven für die Stromwirtschaft ist auf diesem Bereich besonders gefragt. Die öffentliche Diskussion wird häufig völlig einseitig unter dem Gesichtspunkt der Zukunft der Photovoltaik und der Vergrößerung der Anzahl von heute besonders wirtschaftlichen Windanlagen geführt. Die Ausbaufähigkeit dieser Komponenten ist beschränkt, und wir müssen stattdessen die wirklich ausbaufähigen Technologien betonen, die in der Zukunft zur weitgehend wetterunabhängigen Stromversorgung von Großstädten ernsthaft beitragen können.

Der Workshop

Im Physikzentrum der Deutschen Physikalischen Gesellschaft wurde nun am 19. Februar dieses Jahres der Workshop "Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromwirtschaft" veranstaltet, zu dessen Vorbereitung neben dem Arbeitskreis Energie und der Jülicher Systemanalysegruppe auch Herr Prof. Pfaffenberger, der Vorsitzende der Gesellschaft für Energiewirtschaft und Energiepolitik, Vertreter von Preußen-Elektra und dem Bayernwerk sowie der Forschungsverbund Solarenergie und das Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung in Mannheim wesentlich beigetragen haben. Es wurde eine Bestandsaufnahme der technischen und wirtschaftlichen Potentiale durchgeführt.

Unter Berücksichtigung der energiepolitischen Rahmenbedingungen wurde danach ein vielen Teilnehmern vorher bekanntes Aktionsprogramm beraten, das Herr Dr. Groscurth vorgestellt hat. Mit diesem Vorschlag soll eine Grundlage für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromwirtschaft geschaffen werden mit dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland von gegenwärtig vier auf zehn Prozent im Jahr 2010 zu erhöhen. Wettbewerbliche Elemente sind dabei ein wesentlicher Bestandteil des Aktionsprogramms. Der Kerngedanke ist, geschützte Marktbereiche auf Zeit zu schaffen, durch die Technologien in den Markt eingeführt werden können, die heute Stand der Technik sind, aber erst mittelfristig mit anderen Angeboten der Stromerzeugung konkurrieren können.

Die Initiatoren der Veranstaltung haben großen Wert darauf gelegt, das Aktionsprogramm bereits im Entstehungsprozeß mit den energie- und umweltpolitischen Sprechern der Bundestagsfraktionen zu beraten. Ihre Anregungen wurden aufgegriffen und sind, soweit möglich, in das vorliegende Aktionsprogramm eingeflossen. Die Veranstalter hoffen, daß mit dem Aktionsprogramm zum Ausbau regenerativer Energiequellen in der Stromwirtschaft eine Grundlage für die weitere Arbeit in den Fraktionen und im Parlament geschaffen werden konnte.

Literatur

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Erster Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Bonn 1994

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Klimaschutz in Deutschland. Zweiter Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen Bonn 1997

Deutsche Physikalische Gesellschaft, Energiememorandum 1995 der DPG, Phys. Bl. 51 (1995) 5, 388 - 391

Enquete-Kommission, Schutz der Erde: Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik. 3. Bericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages. Economica Verlag, Bonn 1991

Enquete-Kommission, Mehr Zukunft für die Erde: Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz; Schlußbericht der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages. Economica Verlag, Bonn 1995

J.-Fr. Hake, P. Markewitz, D. Martinsen, „Die Rolle erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft unter veränderten Randbedingungen“; in: J.-Fr. Hake, K. Schultze (Hrsg.): „Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft“, Forschungszentrum Jülich 1997, Seite 23 ff

J.Fr. Hake, G. Stein, H.-F. Wagner, „Klimagasreduktionsstrategien und ihre Beurteilung“; in: Spektrum der Wissenschaft, Dossier: „Klima und Energie“, Juni 1996, Seite 88 ff

ProClim (Hrsg.), Zweiter umfassender IPCC-Bericht. Zusammenfassungen für politische Entscheidungsträger und Synthesebericht. Bern 1996

Energietechnische Optionen

Ulrich Wagner

Technische Universität München

Inhalt

Im Vortrag werden ausgehend von der Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland die technischen, ökonomischen und politischen Anforderungen und mögliche Wege für nachhaltige Energieoptionen kurz skizziert. Dabei spielen neben der ganzheitlichen Energie- und Emissionsbilanzierung vor allem die Vermeidungskosten eine wesentliche Rolle bei der möglichen Umsetzung.

1. Analyse des Energieverbrauchs in Deutschland

Abb. 1a zeigt die Endenergie-Anwendungsbilanz für Deutschland 1995, mit den wichtigsten Anwendungszwecken in den jeweiligen Verbrauchersektoren. Für den Energieverbrauch im Verkehr (mechanische Energie) ist weiterhin mit drastischen Steigerungsraten zu rechnen. Mehrere Prognosen gehen von einer Steigerung des Verkehrsaufkommens um 40% zwischen 1990 und 2010 aus; dies kann durch technische Einsparungen von Antriebssystemen ausgeglichen werden. Dagegen stagniert der Endenergieverbrauch für die Raumheizung im privaten Haushalt seit vielen Jahren: hier halten sich technischer Fortschritt in der Heizungstechnik einerseits und gestiegener Bedarf an Wohnfläche pro Einwohner andererseits die Waage. Schließlich sinkt der Verbrauch weiterhin für die Erzeugung von industrieller Prozeßwärme was nur zum Teil auf Energieeinsparung in diesem Bereich zurückzuführen ist. Von großer Bedeutung waren vor allem der Produktionsrückgang bzw. die Verlagerung der energieintensiven Grundstoffindustrie. Industrie, Haushalt und Verkehr haben jeweils etwa den gleichen Anteil am Endenergieaufwand.

Erstmalig ausgewiesen ist auch der Aufwand für Informations- und Kommunikationstechnik mit rund 1,3% der Anwendungsbilanz.

In der Stromanwendungsbilanz (siehe **Abb. 1b**) beträgt der Aufwand zur Bereitstellung mechanischer Energie knapp 50%; der Anteil für Information und Kommunikation beträgt 7,5% (**Abb. 1** unten links). Die Industrie hat einen Verbrauchsanteil von 43%, Haushalte und Kleinverbraucher von 30% bzw. 24%; nur 3,6% des Stromverbrauchs entfällt auf den Verkehrssektor.

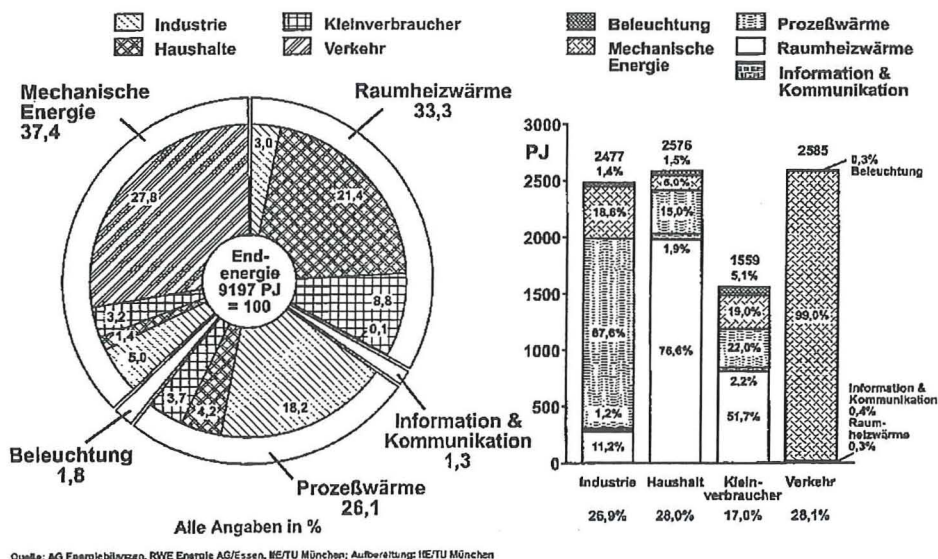


Abb. 1a: Endenergie-Anwendungsbilanz Deutschland 1995

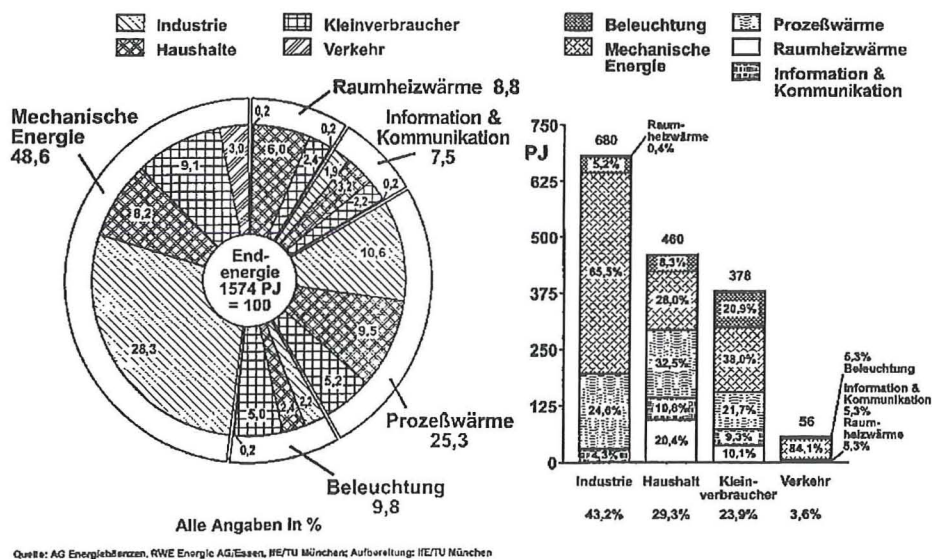


Abb. 1b: Strom-Anwendungsbilanz Deutschland 1995

In der Anwendungsbilanz sind Mineralölprodukte zu rund 50%, Erdgas zu 25%, Kohle zu 5%, Fernwärme zu 3% und Strom zu knapp 20% beteiligt; entsprechend dem nutzerseitigen

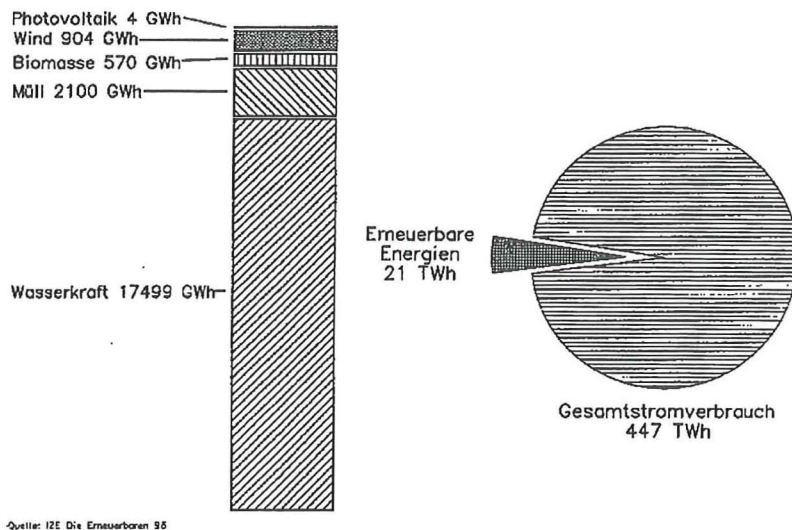


Abb. 2: Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung 1994

Bedarf müssen auch die Bemühungen um Energie- und CO₂-Minderungsmaßnahmen gewichtet werden.

Abb. 2 zeigt den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Wichtigster erneuerbarer Energieträger ist demnach die Wasserkraft mit rund 4% Anteil an der Stromerzeugung; dies entspricht 1,5% bezogen auf den gesamten Primärenergieeinsatz.

2. Anforderungen an nachhaltige energietechnische Optionen

2.1. Ressourcenschonung

In den vergangenen Jahrzehnten haben immer wieder wechselnde politische Vorgaben zu unterschiedlichen Motivationen für Energiesparmaßnahmen geführt; angefangen von den Ölpreiskrisen der 70-iger Jahre über die Diskussion zum Waldsterben in den 80-igern und dem Ozonloch bis hin zur heutigen CO₂-Thematik. Das wichtigste und "nachhaltigste" Ziel, nämlich die Ressourcenschonung, tritt gegenüber diesen umweltbezogenen Themen nach wie vor in den Hintergrund. Der Tatbestand begrenzter Ressourcen ist um so schwieriger vermittelbar, als eine offensichtliche Energieknappheit nicht besteht, und im Gegenteil der Endverbraucher immer wieder Meldungen über neue, sensationelle Funde von Erdöl oder Erdgas liest. Für die Zukunft brauchen wir nicht nur nachhaltige energietechnische Optionen, sondern als Grundvoraussetzung hierfür auch eine nachhaltige Energiepolitik, die die Ressourcenschonung ohne immer wieder wechselnde umweltbezogene Etiketten zu ihrem Ziel hat.

2.2. Ganzheitliche energetische Bilanzierung

Die ganzheitliche energetische Bilanzierung umfaßt alle Energieaufwendungen innerhalb eines Produkt-Lebenszyklus, also von der Herstellung über die Nutzung bis hin zum Energieaufwand für die Entsorgung bzw. möglicher Gutschriften für Wiederverwendung oder Recycling. Ergebnis ist der "Kumulierte Energieaufwand", der auf einem detaillierten Massengerüst aufbaut und aus dem sich auch die (weltweit) zuordnebaren Emissionen und Kosten entwickeln lassen.

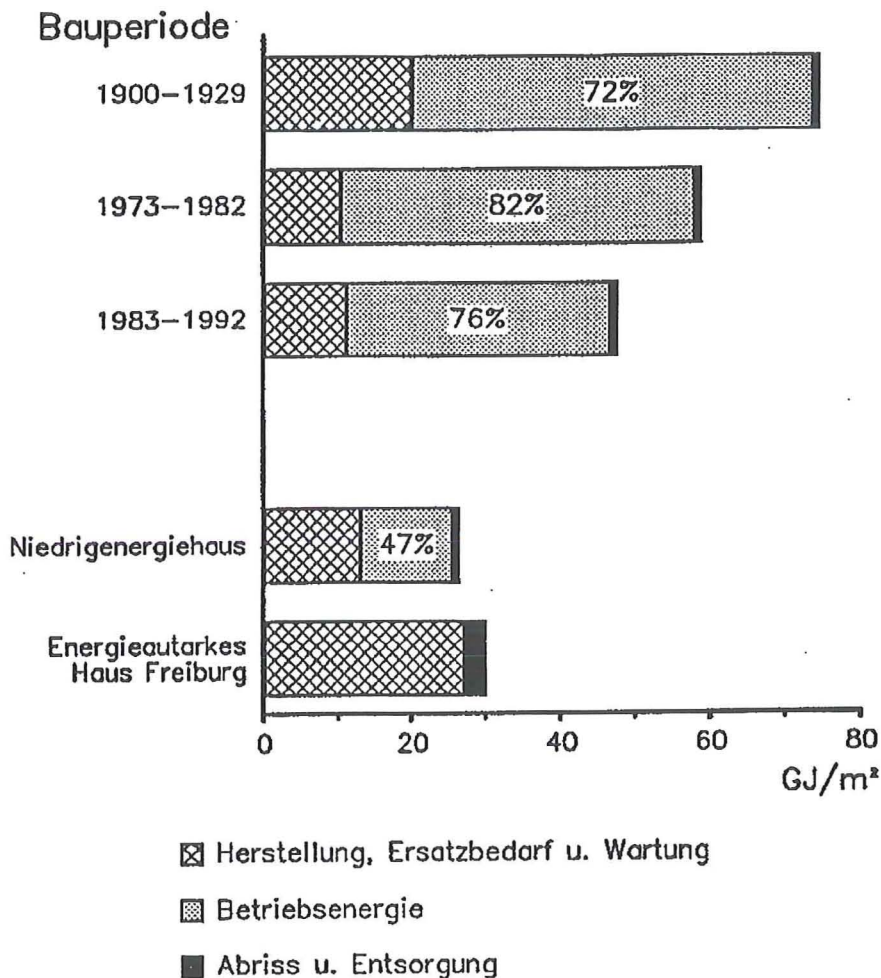


Abb. 3: Kumulierter Primärenergieaufwand für Wohngebäude

Nur aus dem Vergleich der Lebenszyklenanalysen verschiedener Technik-Alternativen erhält man Auskunft über das aus ganzheitlicher Sicht beste Produkt. Bei einer solchen Vorgehensweise wird z.B. schnell deutlich, daß das energieautarke Haus gegenüber einer wärmetechnisch optimalen Ausstattung gesamtenergetisch ungünstiger liegt (siehe Abb. 3).

2.3. Vermeidungskosten

Auch das Geld für diese Optionen, insbesondere aus öffentlicher Hand, ist eine begrenzte Ressource. Um so mehr kommt es auch hier auf eine effiziente Verwendung an, d. h. mit möglichst wenig finanziellen Einsatz, möglichst viel Einsparung an Energie bzw. CO₂ zu erreichen. Wie groß die Unterschiede sein können, teilweise sogar mit unterschiedlichen Vorzei-

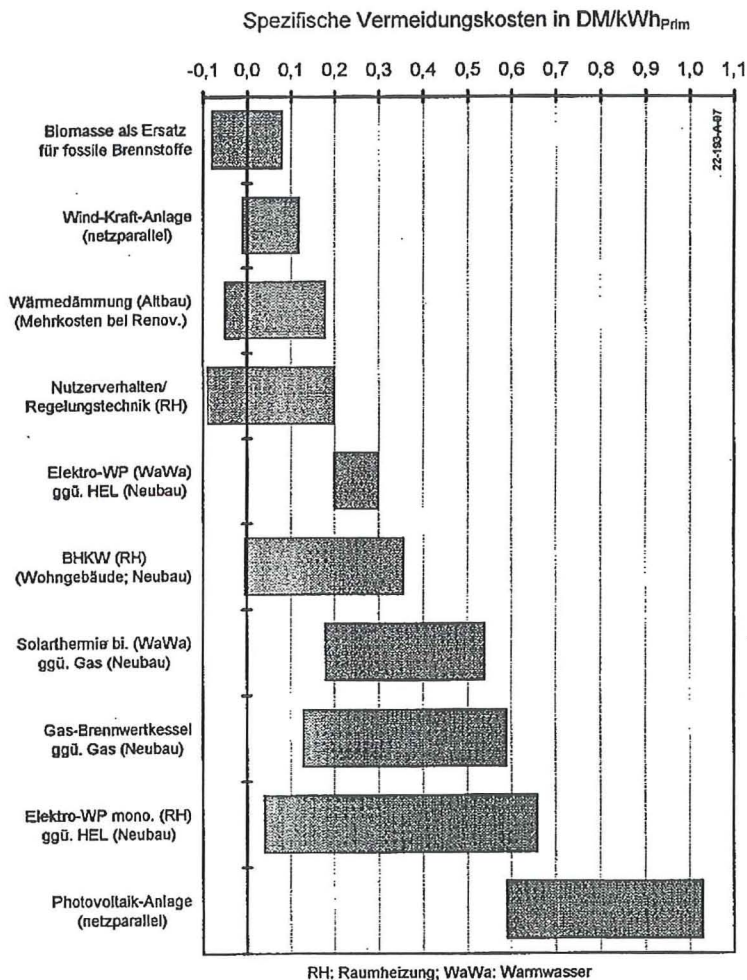


Abb. 4: Energiesparmaßnahmen und ihre Vermeidungskosten

chen, verdeutlicht **Abb. 4** mit den Vermeidungskosten für ausgewählte Energiesparmaßnahmen.

Für eine langfristige Akzeptanz von Energiesparinvestitionen gerade auch in Zeiten wirtschaftlicher Rezession ist der Nachweis einer Maximierung der Kosteneffizienz unentbehrlich.

3. Energietechnische Optionen

Im folgenden wird eine Reihe von Aspekten zu energietechnischen Optionen nur in kurzen Stichworten aufgegriffen.

3.1. Energieanwendung

An allererster Stelle steht die Minimierung des Energiebedarfs beim Endverbraucher in allen Verbrauchersektoren. Erst wenn alle hierzu erforderlichen Maßnahmen wie:

- Vermeidung unnötigen Energieverbrauchs (z.B. Raumtemperatur senken),
- Senken des spezifischen Nutzenergiebedarfs (z.B. Wärmedämmung),
- Verbessern der Systemnutzungsgrade (z.B. Brennwertkessel), sowie
- mögliche Energierückgewinnung (z.B. mechanische Wohnungslüftung)

durchgeführt wurden, lassen sich wirklich nachhaltige, betriebs- und volkswirtschaftlich vertretbare Energieoptionen mit konventionellen und erneuerbaren Energieträgern realisieren. Eine Photovoltaikanlage auf dem Dach eines wärmetechnisch schlechten Gebäudes zu errichten oder gar öffentlich zu fördern, ist sowohl energiewirtschaftlich als auch volkswirtschaftlich unsinnig.

Der Verbrauch für alle Energiedienstleistungen wie Heizen, Klimatisieren, industrielle Verfahrenstechniken, Beleuchten und ganz besonders im individuellen Personenverkehr reduziert werden. Dies erfordert völlig neue Denkansätze z.B. bei der Gestaltung von Wohnhäusern, Produkten oder Verkehrsmitteln.

Kraft-Wärme-Kopplung ist eine energietechnisch sehr günstige Variante der Energienutzung sowohl in großen Anlagen als auch im verbrauchernahen, dezentralen Einsatz mit kleinen Leistungen. Allerdings setzt dies immer eine vollständige und sinnvolle Nutzung der beiden Koppelprodukte Strom und Wärme voraus; dies wird häufig beim vielzitierten Thema BHKW im Wohnbau nicht beachtet. Wenn aufgrund optimaler Wärmedämmung eines Niedrigenergiehauses die Betriebszeiten einer Heizungsanlage deutlich unter 1000 Vollaststunden jährlich fallen, ist ein im Sinne der o.g. Vermeidungskosten kein effizienter Betrieb mehr gegeben. In

solchen Fällen wird sogar die elektrische Direktheizung wegen ihrer hohen Regelungsgeschwindigkeit primärenergetisch vorteilhafter sein.

Solange mit einer gesetzlichen Beschränkung des Verkehrsaufkommens nicht zu rechnen ist, bleiben nur die Wege der Verkehrsverlagerung auf den öffentlichen Personenverkehr oder die Verbesserung der Antriebstechniken im Individualverkehr. In diesem Zusammenhang ist die Einführung von alternativen Fahrzeugen mit Elektro- und Gas-Antrieb zu fordern, die beide wesentlich günstigere Emissionen am Einsatzort aufweisen.

Das in der EU auf freiwilliger Basis eingeführte Öko-Audit stellt einen sinnvollen Ansatz zur langfristigen Senkung des Energieverbrauchs dar, weil es die Schaffung innerbetrieblicher Instrumente zur kontinuierlichen Nachhaltung und die kurzfristige Reduktionsziele verlangt. Es erfaßt jedoch nur den Verbrauch für die Herstellung von Gütern, nicht aber die energietechnische Qualität des Produktes. In vielen Fällen besteht ein umgekehrt proportionaler Zusammenhang zwischen Herstellungsaufwand und dem späteren Energieverbrauch bei der Nutzung des Gutes, wie z.B. bei Pkw mit Aluminiumkarosserie. Hier besteht Handlungsbedarf bei einer eventuellen Überarbeitung des Öko-Audits.

3.2. Energieerzeugung

Bei der Frage nach einer Optimierung der Energieerzeugung stehen die Dezentralisierung der Stromerzeugung und die Zentralisierung der Wärmeversorgung im Vordergrund, z.B. mittels Photovoltaik- oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Eine Zentralisierung der Wärmeversorgung ist immer dann sinnvoll, wenn ein großer Wärmeerzeuger wesentlich bessere Nutzungsgrade aufweist als viele kleine und die Verteilungsverluste demgegenüber nicht zu Buche schlagen. Mit zunehmender Verbreitung der Niedertemperatur- oder Brennwertkessel werden die Vorteile der größeren Heizwerke immer geringer.

Kleinere und dezentrale Einheiten für die Stromerzeugung sind dann von Interesse, wenn sich die Abwärme aus einem Kraftwerk oder einem BHKW nutzen läßt oder erneuerbare Energien zum Einsatz kommen; ansonsten gilt auch hier die Regel vom zunehmenden Wirkungsgrad bei größeren Anlagen. Elektrische Energie läßt sich aus nahezu allen anderen Arten von Energieträgern erzeugen, auch solchen, die für andere energietechnische Zwecke kaum nutzbar sind, wie z.B. Braunkohle oder Kernenergie; dies kann aus technischen Gründen nur in großen Anlagen erfolgen. Die Einspeisung aus vielen kleinen dezentralen Stromerzeugungseinheiten aus erneuerbaren Energien erfolgt am günstigsten im Netzparallelbetrieb, da bis zu einem gewissen Maß die konventionelle Stromerzeugung eine lokale Energiespeicherung entbehrlich macht.

Für die nähere Zukunft interessant ist der Einsatz von Brennstoffzellen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme; diese Technik wird in allen Leistungsgrößen zur Verfügung stehen und im Falle von großen Anlagen auf SOFC-Basis bis zu 70% Wirkungsgrad aufwei-

sen. Die Brennstoffzelle kann zudem mittelfristig das Verbindungsglied zu einer teilweisen Wasserstoff-Energiewirtschaft sein. Dieser Energieträger ist ähnlich vielseitig erzeugbar und anwendbar wie elektrische Energie und läßt sich einfacher speichern.

3.3. Globale energiewirtschaftliche Aspekte

Ressourcenschonung ist ebenso wie die CO₂-Minderung ein globales Problem. Demnach müssen wir auch globale Ansätze zur Minderung des Energieverbrauchs finden. Ein interessanter Weg ist die interkontinentale Vernetzung von Energiesystemen mit Strom und Gas, weil durch einen Ost-West-Verbund die Lastspitzenprobleme weltweit entschärft werden und das solare Energieangebot der südlichen Halbkugel auch in nördlichen Industriestaaten nutzbar wäre.

In einem Szenario ließe sich ein ausgedehntes Global-Link oder liberalisiertes "Energy-Net" mit weltweit verteilten Einspeise- und Verbrauchsstellen vorstellen. Dieser Weg ist aber noch längst keine Garantie für eine weltweit umweltfreundlichere Energieversorgung, da ohne entsprechende gesetzliche Regelungen ausschließlich betriebswirtschaftliche Kriterien im Vordergrund stehen würden.

Als ein Beispiel zeigt Abb. 5 die primärenergetischen Aufwendungen und die Kosten pro Kilowattstunde gasförmigen Wasserstoff für verschiedene Erzeugungsvarianten. Hieraus wird deutlich, daß die ganzheitliche Energiebilanz einer Wasserstoffenergiewirtschaft ganz wesentlich von der Erzeugungsart des Wasserstoffs geprägt wird. Eine ausschließliche Versorgung Deutschlands z.B. mit Wasserstoff aus in der Sahara photovoltaisch erzeugtem Strom wäre

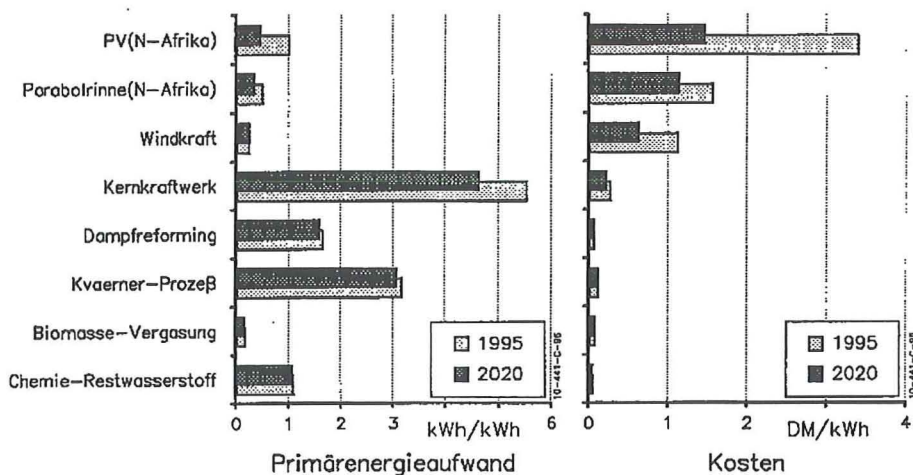


Abb. 5: Primärenergieaufwand und Kosten für die Herstellung von gasförmigem Wasserstoff

aus mehreren Gründen wenig sinnvoll; u.a. weil dies energiepolitisch brisant wäre, erhebliche Klimaauswirkungen mit sich bringen könnte und bei der Meerwasserentsalzung jährlich rund 500 kg Salz pro Bundesbürger anfallen würden.

4. Fazit und Ausblick

Aus den dargestellten Sachverhalten lassen sich u.a. folgende wesentliche Fakten ableiten:

Alle Verbrauchersektoren und der Umwandlungsbereich, insbesondere die deutsche Industrie, brauchen eine langfristige Kontinuität in den energiepolitischen Leitlinien. Die für Energieeinsparung und Umweltschutz erforderlichen hohen Investitionen werden nur dann getätigt, wenn sie langfristig Bestand haben und nicht durch die tagespolitische Diskussion immer wieder in Frage gestellt werden.

Energiepolitische Maßnahmen müssen in einem Rahmen innerhalb der EU, möglichst aber noch größerer Wirtschaftsräume eingebunden sein; nationale Alleingänge sind volkswirtschaftliche Wagnisse und vielleicht auch im Sinne der Umwelt kontraproduktiv, nämlich dann, wenn deutsche Produktion in Drittländer mit wesentlich schlechteren Fertigungsbedingungen verlagert wird.

Wenn in den letzten Monaten sehr viel von einem zukunftsfähigen Wirtschaftsstandort Deutschland die Rede war, so darf man eines dabei nicht aus dem Auge verlieren: es hat viel Anstrengung gekostet und langer Zeit bedurft, bis der Umweltschutz als ein hohes gesellschaftliches Gut anerkannt und selbstverständlich wurde. Er ist eine wichtige *conditio sine qua non* für jede fortschrittliche Volkswirtschaft, kann jedoch nicht das vorrangige Ziel energiepolitischer Entscheidungen sein. Sollten eindeutig dem Umweltschutz zuzuordnende wirtschaftliche Schwierigkeiten durch Produktionswegfall oder -verlagerung in das Ausland auf die Bevölkerung zurückwirken, so läuft dieses Gut Gefahr, an Akzeptanz zu verlieren.

Die Rolle erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft unter veränderten Randbedingungen

Jürgen-Friedrich Hake, Peter Markewitz, Dag Martinsen

Forschungszentrum Jülich GmbH,
Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung

1. Einleitung

Der Anteil regenerativer Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt heute bei etwas mehr als 2 %. 1994 wurden ca. 19 TWh Strom aus Wasserkraft, Biomasse, Wind und Photovoltaik erzeugt. Dies entspricht einem Anteil von ca. 4,3 % des gesamten deutschen Stromverbrauchs (einschl. Netzverluste) und ist vergleichbar mit der Stromproduktion von fünf bis sechs hochmodernen Steinkohlekraftwerken.

In energiepolitischen Diskussionen wird dem zukünftigen Einsatz regenerativer Energieträger ein großer Stellenwert eingeräumt. Beispielhaft seien hier nur die Themenbereiche anthropogener Treibhauseffekt oder Ressourcenschonung genannt. So wird in dem Energiememorandum der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG) /DPG 1995/ ein regenerativer Stromerzeugungsanteil von 10 % bis zum Jahr 2010 bzw. 30 % bis zum Jahr 2030 gefordert.

Inwieweit und in welchem Maß regenerative Energieträger eingesetzt werden können, kann nur im Kontext des gesamten vernetzten Energiesystems beurteilt werden. Dies gilt insbesondere für den Stromsektor, wo den spezifischen Eigenschaften der regenerativen Energieträger (z.B. intermittierendes Erzeugungsangebot) Rechnung getragen werden muß.

Soll ein in die Zukunft gerichtetes Gesamtbild des Energiesystems entwickelt werden, müssen neben dem Einsatz regenerativer Energieträger auch andere Technologien (z.B. neue Entwicklungen bei GuD-Kraftwerken, Niedrigenergiehaus etc.) und deren Nutzungsmöglichkeiten miteinbezogen werden. Mitunter stehen diese sogar in Konkurrenz zu den regenerativen Energieträgern.

Prinzipiell existiert eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten erneuerbarer Energieträger auf allen Ebenen der Energieversorgung vom Umwandlungssektor bis hin zu den Endverbrauchssektoren Verkehr, Haushalte, Industrie und Kleinverbrauch. Allerdings gilt ein Großteil der Nutzungsmöglichkeiten aus heutiger Sicht als unwirtschaftlich; lediglich ein kleiner Teil ist bereits heute wirtschaftlich (z.B. Wasserkraftnutzung) oder steht an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit (z.B. Windenergienutzung). Eine generell gültige Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer Technologie ist kaum möglich, da sie von vielen Faktoren abhängt. Sie läßt sich

oftmals nur für Einzelobjekte in Abhängigkeit der individuellen Randbedingungen angeben. So hängt beispielsweise der Einsatz von Fernwärme (z.B. erzeugt durch ein BHKW) maßgeblich von der Wärmedichte des potentiellen Versorgungsgebietes ab. Allerdings sind auch allgemeine Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeit einer Technologie von entscheidender Bedeutung, und deren Änderung (z.B. Erhöhung der Energiepreise) kann zur einer Neubeurteilung der Wirtschaftlichkeit führen.

Für die nachfolgende Betrachtung wird der Beschluß der Bundesregierung, die energiebedingten CO₂-Emissionen bezogen auf 1990 bis zum Jahr 2005 um 25 % zu reduzieren, als veränderte Randbedingung zugrundegelegt. Mit Hilfe eines energiewirtschaftlichen Optimierungsmodells das im Rahmen des vom BMBF initiierten IKARUS¹-Projektes vom Forschungszentrum Jülich entwickelt wurde, wird die Rolle der regenerativen Energieträger analysiert. Schwerpunkt bildet in diesem Rahmen die Stromerzeugung.

1.1. Potentialbegriff

Vorstellungen inwieweit regenerative Energieträger genutzt werden können, werden häufig mit dem Begriff des Potentials beschrieben. Die Angaben hierzu erstrecken sich über große Bandbreiten, da oftmals unterschiedlichste Definitionen zugrunde liegen und die Abschätzungen erhebliche Unsicherheiten aufweisen. Um in diesem Kontext die Ergebnisse der im nachfolgenden skizzierten Analyse einordnen zu können, wird der Potentialbegriff (Abb. 1) kurz erläutert.

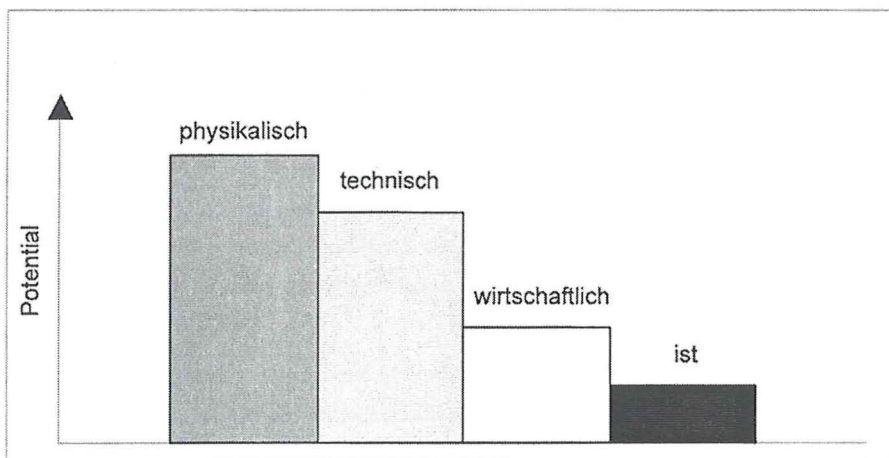


Abb. 1: Potentialbegriff

Bei Energiequellen ist das *theoretische Potential* (oftmals auch als physikalisches Potential bezeichnet) durch die physikalisch maximal erschließbaren Energiemengen bestimmt. Es stellt eine rein fiktive Angabe dar und beschreibt die grundsätzlichen Einsatzmöglichkeiten unter Berücksichtigung physikalischer Gesetze (z.B. Hauptsätze der Thermodynamik). Als Beispiel sei hier die potentielle Energie aller Flüsse eines Landes genannt.

Das *technische Potential* beschreibt den Anteil des theoretischen Potentials, der nach dem heutigen und dem absehbaren zukünftigen Stand der Technik theoretisch umsetzbar wäre. Hierbei werden beispielsweise Verfügbarkeit, Speicher- und Transportverluste, ökologische Randbedingungen oder auch meteorologische Gegebenheiten berücksichtigt.

Das *wirtschaftliche Potential* umfaßt den Anteil des technischen Potentials, der unter sehr genau definierten Randbedingungen als wirtschaftlich angesehen wird. Hierbei unterscheidet man zwischen einzelwirtschaftlichen Potentialen, denen ein betriebswirtschaftlicher Ansatz aus der Sicht eines Einzelakteurs zugrundeliegt, und gesamtwirtschaftlichen Potentialen. Letzteren liegt ein volkswirtschaftlicher Ansatz zugrunde, und hier sind die Rechenergebnisse des IKARUS-Optimierungsmodells einzuordnen. Grundsätzlich ist bei einem Vergleich von wirtschaftlichen Potentialen detailliert auf die vorgegebenen Randbedingungen zu achten. (z.B. Zinssätze, Abschreibungsdauer, Berücksichtigung externer Kosten etc.) Darüber hinaus ist zu sehen, daß unterschiedliche methodische Ansätze zu unterschiedlichen Ergebnissen führen können.

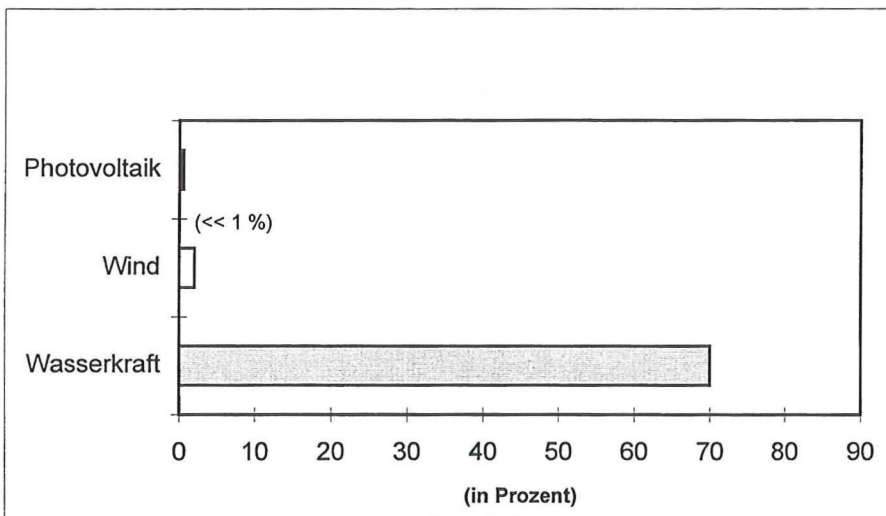


Abb. 2: Genutzter Anteil des technischen Potentials erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in den alten Bundesländern

Die Umsetzung eines als wirtschaftlich eingeschätzten Potentials erfolgt nicht zwingend. So muß ein aus makroökonomischer Sicht wirtschaftliches Potential nicht automatisch wirtschaftlich für einen Einzelakteur sein. Auch betriebswirtschaftliche Potentiale werden nicht zwingend ausgeschöpft. So können beispielsweise Hemmnisse, wie hohe Anfangsinvestitionen oder auch Informationsdefizite dazu führen, daß ein solches Potential nicht oder nur unvollständig umgesetzt wird.

Inwieweit technische Potentiale ausgeschöpft werden, zeigt Abb. 2 für die Energieträger Photovoltaik, Wind und Wasserkraft. Die prozentualen Angaben beschreiben das Verhältnis zwischen heutiger Nutzung und dem technischen Potential. Es handelt sich um grobe Schätzungen, da bei der Potentialermittlung eine Vielzahl von Annahmen getroffen werden. Dies sei am Beispiel der Photovoltaik verdeutlicht: In /Kaltschmitt et al. 1994/ wird ein technisches Potential von 380 TWh angegeben, was in etwa 70 % der heutigen gesamten deutschen Bruttostromerzeugung entspricht. Unterstellt werden Kollektorflächen von 800 Mio m² (Dachfläche) sowie 3520 Mio m² (Grünfläche). Die angenommene Fläche entspricht in etwa den Flächen der Bundesländer Saarland, Berlin und Hamburg. Berücksichtigt man produktionsseitige Restriktionen, liegt das technische Potential weitaus niedriger (für 2005: 11 TWh, für 2020: 183 TWh).

Insgesamt läßt sich jedoch feststellen, daß für Photovoltaik und Wind nur ein geringer Anteil des technischen Potentials genutzt wird, während das Potential für Wasserkraft zu ca. 70 % ausgeschöpft wird. Wasserkraft stellt den höchsten Anteil der heute bei der Stromerzeugung eingesetzten regenerativen Energieträger.

2. Das IKARUS-Optimierungsmodell

Das IKARUS-Optimierungsmodell /Hake et al. 1993/ ist ein technikorientiertes Modell und bildet das vernetzte Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland von der Primärenergieebene (z. B. Gewinnung von Steinkohle) bis zur Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsebene (z. B. Produktion von Industriegütern) ab. Das Modell bildet Energieflüsse, Emissionen und Kosten des gesamten Energiesystems ab. Optimierungskriterium ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten, die zur Änderung des Energiesystems (z. B. bei einer CO₂-Reduktionsvorgabe) notwendig wären. Unter den konkurrierenden Technologien sucht das Modell diejenigen aus, die unter Berücksichtigung des Optimierungskriteriums am günstigsten sind. Durch die gleichzeitige Einbeziehung der Angebotsseite (Umwandlungssektor) und des Endverbrauchssektors in die Optimierung können konkurrierende angebots- und nachfrageseitige CO₂-Reduktionsmaßnahmen gegeneinander abgewogen werden. Dieser Ansatz, der dem Gedanken des Least-cost-planning entspricht, ist im IKARUS-Modellansatz quasi automatisch enthalten.

Die erzeugte optimale Lösung entspricht dem Planungsergebnis eines „allwissenden gesamtwirtschaftlichen Planers“, der auf einer volkswirtschaftlichen Ebene agiert und kann im Sinne der Zielvorgabe als der beste Lösungspfad interpretiert werden. Die Ergebnisse können daher nur als Erkenntnishilfen dienen, um bestimmte Vor- und Nachteile von Entwicklungen aufzuzeigen. Zwischen den Ergebnissen und ihrer eventuellen Umsetzung in eine Empfehlung muß beispielsweise detailliert geprüft werden, ob die bestehenden Unternehmensstrukturen die rechtliche Situation und Akzeptanz der Betroffenen die ausgesprochene Empfehlung relevant erscheinen lassen.

	2005	2005	2005
	ABL	NBL	D
Bevölkerung (<i>in Mio.</i>)	65,0	15,2	80,2
Wohnfläche (<i>in Mrd. m²</i>)	2,59	0,48	3,07
Bruttoinlandsprodukt (<i>in 10¹² DM</i>)	4,18	0,54	4,86

Tabelle 1: Globale Rahmendaten

2.1. Energiewirtschaftlicher Rahmen

Ein in die Zukunft gerichtetes Szenario setzt die Vorgabe von gesamtwirtschaftlichen globalen Rahmendaten voraus (Tabelle 1). Diese sind z. B. die Bevölkerungsentwicklung, die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes oder die Entwicklung der Wohnflächen. Hieraus werden

Energieträger	1989	2005
Import-SK	3,64	3,65
Rohöl	6,03	7,18
Erdgas A	3,62	4,61
Erdgas B	4,53	5,76
Zum Vergleich: dtsh.-SK	6,88	7,09

SK = Steinkohle

Tabelle 2: Preise der wichtigsten Import-Energieträger in DM₈₉/GJ

die energiebestimmenden Nachfragen abgeleitet, die dem Optimierungsmodell neben den Energieträgerimportpreisen exogen vorgegeben werden. Die Tabellen 2 und 3 enthalten die wichtigsten Nachfragen nach Energiedienstleistungen sowie die Preise wichtiger Importenergieträger, deren Anstieg als moderat angenommen wird.

Neben diesen Annahmen sind weitere Begrenzungen vorzunehmen, die energiepolitischer oder auch technischer Art sein können. Beispiele für energiepolitische Vorgaben sind der Einsatz inländischer Steinkohle oder der zukünftige Kernenergieeinsatz. Ohne Vorgabe würde die gegenüber Importkohle relativ teure inländische Steinkohle von dem Modell, das nach kostenminimalen Kriterien arbeitet, nie gewählt. Allerdings zeichnet sich bereits heute ab, daß deutsche Steinkohle auch im Jahr 2005 eingesetzt wird.

	1989 ABL (absolut)	2005 ABL Anstieg in %	1989 NBL (absolut)	2005 NBL Anstieg in %
Raumwärme (10^6 m^2)				
Einfamilienhäuser	1327	21	157	34
Mehrfamilienhäuser	871	13	262	3
Gesamt	2198	18	419	15
Verkehr				
(Mrd. Personen-km)	690	22	141	50
(Mrd. Tonnen-km)	281	48	75	84
Industrie (Nettoprod.)				
(Mrd. DM)	592	35	(100)	35
Kleinverbrauch				
Beschäftigte (Mio.)	22	9	4.6	31

Tabelle 3: Entwicklung der wichtigsten Nachfragegrößen in den alten und neuen Bundesländern (ABL bzw. NBL) bis zum Jahr 2005

Die Auslastung und der Zubau von Kraftwerken sind Optimierungsergebnis, d. h. das Modell entscheidet z. B. wieviel Kapazität an Windkraft zugebaut werden. Hierbei wird auch das intermittierende Energieangebot in Form von Erzeugungsganglinien berücksichtigt. Ein Zubau ist jedoch nicht unbegrenzt möglich, er unterliegt auch technischen Randbedingungen. Diese Information wird dem Modell in Form technischer Restriktionen als untere oder/und obere Grenzen exogen vorgegeben. Innerhalb dieser vorgegebenen Bandbreite kann das Modell Kapazität zubauen. Restriktionen dieser Art sind in Tabelle 4 enthalten.

	ABL 2005	NBL 2005
Steinkohle Gewinnung (PJ)	> 1100	---
Steinkohle Verstromung (PJ)	> 500	---
Steinkohle Importe (PJ)	< 800	< 270
Braunkohle Gewinnung (PJ)	< 970	> 640 und < 830
Braunkohle Verstromung (PJ)	> 750	> 550
Erdgas Importe (PJ)	< 2600	< 510
Kernenergie (GW)	= 21.1	---
Windkraft Küste (GW)	> 2.7 und < 3.2	> 0.17 und < 1
Feste Biomasse (PJ)	< 161	< 65
Bioethanol (PJ)	38.5	33.5
Raps (PJ)	< 31	< 20
Biogas (PJ)	< 83.3	< 24.9

Tabelle 4: Auswahl von wichtigen energiepolitischen und technischen Begrenzungen

3. CO₂-Reduzierung als Randbedingung

Im Jahr 1990 wurden in Deutschland 992 Mio. t emittiert, die durch Energieumwandlung freigesetzt wurden. Hiervon entfielen etwa 37 % auf den Umwandlungssektor¹ und 63 % auf die Endverbrauchssektoren². Auf der Konferenz der Vertragsstaaten zur Klimarahmenkonvention 1995 in Berlin hat sich Deutschland verpflichtet, die energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 bezogen auf 1990 um 25 % zu verringern. Diese Minderungsvorgabe wird in den Reduktionsszenarien zugrundegelegt.

¹ Hierunter sind die Strom- und Wärmeerzeugung, Raffinerien, Kohleveredlung, Gasverteilung sowie die Primärenergieförderung zusammengefaßt.

² Industrie, Kleinverbraucher, Haushalte, Verkehr

- Referenzszenarien

Die Referenzszenarien für die alten und neuen Bundesländer werden ohne CO₂-Minderungs-vorgabe gerechnet und sind im Sinne einer Business-as-Usual Entwicklung zu interpretieren, die jedoch einige der bereits von der Bundesregierung umgesetzten Minderungsmaßnahmen (z.B. Wärmeschutzverordnung) enthält. Allerdings ist zu beachten, daß das Modell eine Energieversorgung für das Jahr 2005 nur nach minimalen Gesamtsystemkosten aussucht.

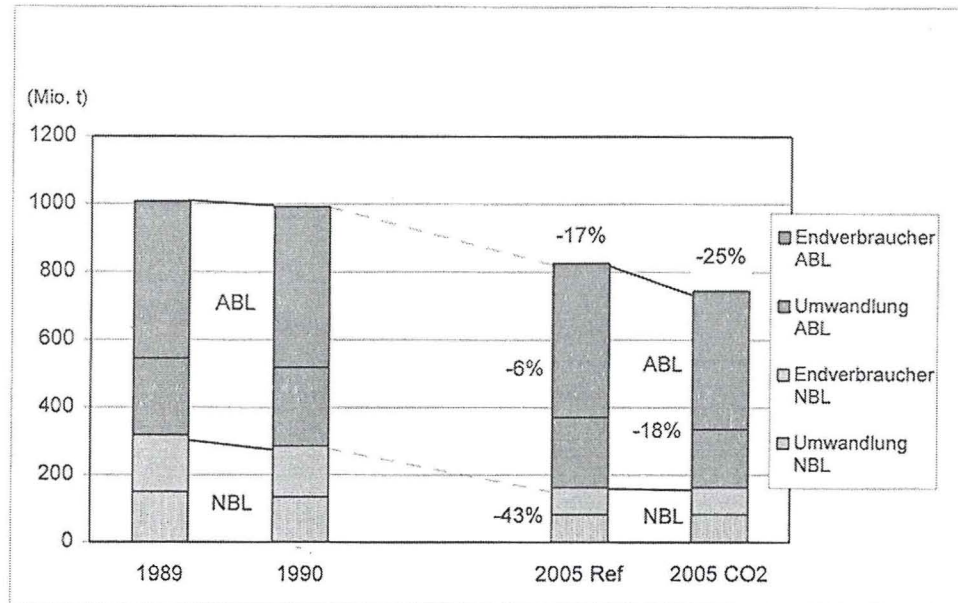


Abb. 3: CO₂-Emissionen in Deutschland (Referenz- und Reduktionsszenarien)

Demgegenüber wird in den Reduktionsszenarien dem Modell eine CO₂-Reduzierung vorgegeben, so daß das Minderungsziel in jedem Fall eingehalten wird. Bereits im Referenzszenario sinken die Emissionen in den alten sowie neuen Bundesländern um ca. 6 % bzw. 43% bezogen auf 1990. (Abb. 3) In der Summe entspricht das einer Minderung von ca. 17 % für die Bundesrepublik Deutschland; das Minderungsziel der Bundesregierung wird also nicht eingehalten. Der Rückgang der CO₂-Emissionen in den alten Bundesländern ist im wesentlichen auf autonome Effizienzverbesserungen, Strukturveränderungen sowie einen erhöhten Erdgas-einsatz (dafür weniger Kohle und Erdöl) zurückzuführen. Die Minderung in den neuen Bundesländern ist durch strukturelle Anpassungsprozesse beispielsweise in der Industrie und durch einen stark reduzierten Braunkohleeinsatz zu erklären.

- Reduktionsszenarien

Da die alten und neuen Bundesländer vom Modell getrennt behandelt werden, müssen zur Einhaltung des gesamtdeutschen Minderungsziels jeweils Reduktionsziele für Ost- und Westdeutschland vorgegeben werden. Ausgehend von der Annahme, daß in den neuen Bundesländern keine über den Referenzfall hinausgehende CO₂-Reduktion stattfindet, müssen die CO₂-Emissionen in den alten Bundesländern um ca. 18 % (bezogen auf 1990) reduziert werden. (Abb. 3) Die Reduktionsszenarien, die im nachfolgenden vorgestellt werden, beziehen sich daher auf die alten Bundesländer. Um ein Ranking von Reduktionsmaßnahmen aufzeigen zu können, wird die CO₂-Restriktion in einer Bandbreite von 6 % (Referenzfall) bis 25 % variiert. Der Maximalwert von 25 % für die alten Bundesländer sowie eine Emissionsminderung von 43% (im Referenzfall) in den neuen Bundesländern ergibt in der Summe eine gesamtdeutsche Minderung von ca. 30 % und liegt somit deutlich über der Minderungsvorgabe der Bundesregierung.

Die folgenden Ausführungen beschränken sich im wesentlichen auf die Beiträge der regenerativen Energieträger in den Reduktionsszenarien und hier insbesondere für den Stromsektor. Die Beiträge sind hierbei als „volkswirtschaftliches Potential“ im Sinne einer Kostenminimierung in der Energiewirtschaft zu verstehen. Sie stellen nicht unbedingt eine Erwartung im Sinne einer Prognose dar. Eine Beschreibung der Minderungsmaßnahmen in anderen Bereichen findet sich in /Markewitz/Martinsen 1997a, 1997b/.

3.1. Beiträge regenerativer Energieträger zum Primärenergieverbrauch

Der Beitrag regenerativer Energieträger zum Primärenergieverbrauch in den alten Bundesländern betrug 1995 ca. 2 %. Die Entwicklung zwischen 1990 und 1995 ist durch einen konstanten Anteil an Wasserkraft, einen kleinen Anteil an Biomasse sowie eine deutliche Zunahme der Windenergienutzung gekennzeichnet, die eine Folge des „Einspeisegesetzes“ ist. (Abb. 4,5)

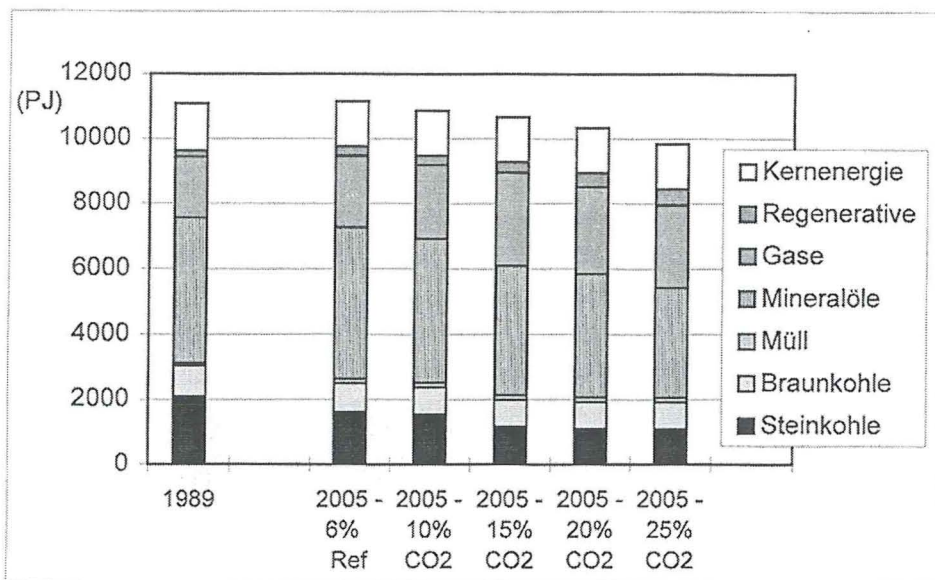


Abb. 4: Primärenergieeinsatz (alte Bundesländer)

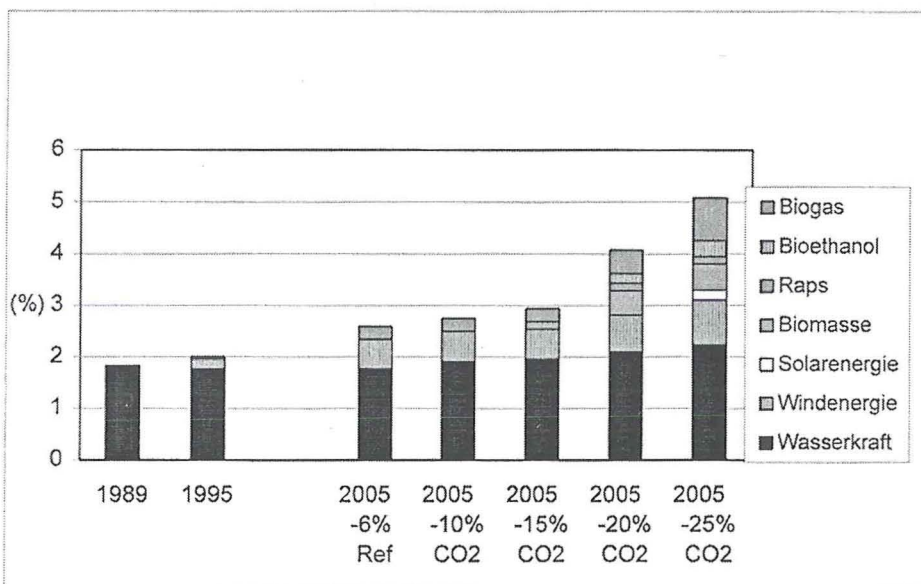


Abb. 5: Beitrag der regenerativen Energieträger zum Primärenergieverbrauch
Alte Bundesländer (2005)

Die Referenzentwicklung bis zum Jahr 2005 unterstellt einen weiterhin konstanten Anteil an Wasserkraft, eine Verdreifachung des Windenergiebeitrages sowie eine zunehmende Verwendung von Biogas. Insgesamt führt die Referenzentwicklung zu einem Beitrag der regenerativen Energieträger am Primärenergieverbrauch³ der alten Bundesländer von 2,6 %. Wie aus den Abbildungen 4 und 5 hervorgeht, nimmt der Anteil mit zunehmender Restriktion deutlich zu und beträgt bei einer 25 %- CO₂-Minderung ca. 5,1 %. Ein deutlicher Anstieg ist erst ab einer Restriktion von 20 % zu beobachten. Der moderate Anstieg bis zu einer Restriktion von 20% ist damit zu erklären, daß das Modell weitaus kostengünstigere Minderungsmöglichkeiten (Brennstoffswitch, Einsparung etc.) besitzt und diese entsprechend dem Ansatz der Kostenminimierung präferiert. Aus Abbildung 4 wird ebenfalls der große Einfluß des Energie-sparens deutlich. Gemessen an der Referenzentwicklung liegt der Primärenergieverbrauch im Fall der 25%-Restriktion um fast 12 % niedriger. Zum Vergleich: Dies entspricht in etwa dem gesamten heutigen Endenergieverbrauch des Kleinverbrauchsektors.

Die Anteile der Wasserkraft- und Windenergienutzung steigen mit zunehmender CO₂-Restriktion an und erreichen im 25%-Fall ihre Maximalwerte. (4 GW Windenergie als obere Grenze). Ab einer CO₂-Reduktion von ca. 15 % werden zusätzlich feste Biomasse, Biogas, Raps und Bioethanol eingesetzt. In Tabelle 4 sind die jeweiligen Anwendungsbereiche der erneuerbaren Energieträger für den 25%-Fall aufgelistet.

	Anwendungsbereiche
Wasserkraft	Stromerzeugung
Windenergie	Stromerzeugung
Solarenergie	Thermische Nutzung, Photovoltaik ⁴
Biomasse	Heiz- und Blockheizkraftwerke
Raps	Personen- und Güterverkehr
Bioethanol	Pkw
Biogas	Heiz- und Blockheizkraftwerke

Tabelle 4: Anwendungsbereiche von erneuerbaren Energieträgern bei einer 25%- CO₂-Reduktion in den alten Bundesländern (2005)

³ Die primärenergetische Bewertung von regenerativen Energieträgern erfolgt im IKARUS-Optimierungsmodell nach der Wirkungsgradmethode. Vergl. hierzu /Görgen/Ziesing 1996/

⁴ Der Anteil der Photovoltaik wurde dem Modell exogen vorgegeben und entspricht einer Erwartungshaltungshaltung. Er ist nicht Ergebnis der Optimierung.

3.2. Stromerzeugung

In Abbildung 6 ist die öffentliche Stromerzeugung der alten Bundesländer dargestellt. Zwischen 1989 und 1995 ist ein Anstieg zu verzeichnen; Strom wird im wesentlichen aus Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle erzeugt. Die dargestellten Werte beinhalten auch den in Kraftwärmekopplungsanlagen produzierten Strom.⁵ Gegenüber 1995 ist bei der Referenzentwicklung im Jahr 2005 fast keine Änderung der Stromerzeugung insgesamt festzustellen. Allerdings ändert sich die Zusammensetzung der für die Stromproduktion eingesetzten Energieträger. Im wesentlichen wird Steinkohle durch Erdgas substituiert. In diesem Zusammenhang sei nochmals auf die zuvor getroffenen Annahmen hingewiesen (siehe Tabelle 3): Kein Zubau neuer Kernkraftwerke und Verstromung einer Braunkohlemenge von 750 PJ, die in etwa der heutigen Menge entspricht.

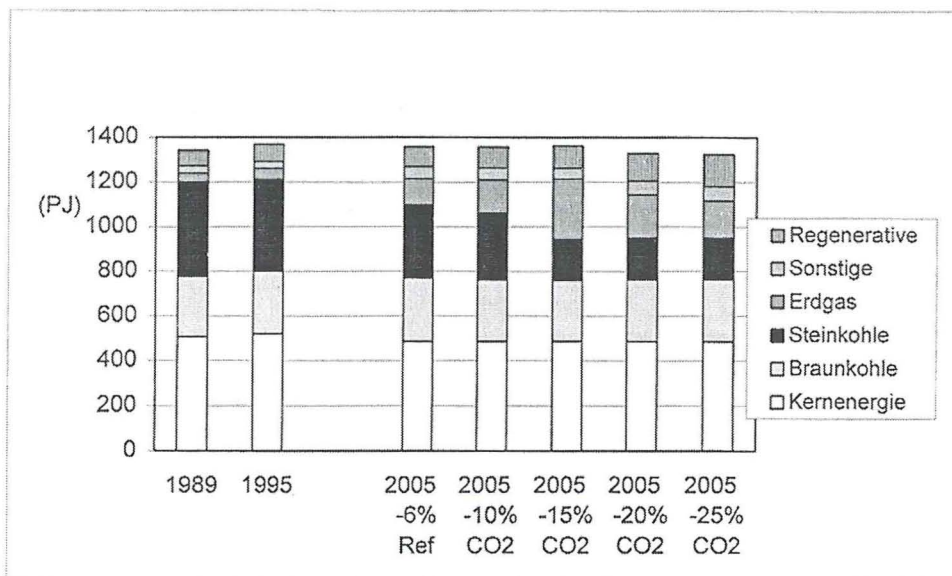


Abb. 6: Öffentliche Stromerzeugung in den alten Bundesländern (2005)

Eine zunehmende CO₂-Restriktion führt zu einem starken Rückgang bei der Verstromung von Steinkohle auf einen Mindesteinsatz von 500 PJ. Der Anteil des Erdgases nimmt entsprechend zu. Auffällig ist ferner, daß eine „moderate“ CO₂-Restriktion zu einer Vergrößerung des Erdgasanteils führt, während eine „stringente“ CO₂-Reduktion eher eine verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger kombiniert mit Einsparmaßnahmen zur Folge hat.

⁵ „Sonstige“ enthält auch Heizkraftwerke der Müllverbrennung. Diese werden in den nachfolgenden Betrachtungen nicht zu den regenerativen Energieträgern gezählt.

3.3. Beiträge regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung

Der Einsatz regenerativer Energieträger⁶ zur Stromerzeugung beschränkte sich im Jahr 1995 im wesentlichen auf die Wasserkraft- sowie der Windenergienutzung. Sowohl im Referenzfall für das Jahr 2005 als auch in allen Reduktionsfällen behaupten sie ihre dominierende Stellung. Der Zuwachs von 1995 bis zum Referenzfall im Jahr 2005 erfolgt ausschließlich durch eine verstärkte Nutzung der Windenergie, die sich gegenüber 1995 in etwa verdreifacht, wie aus Abbildung 7 hervorgeht.

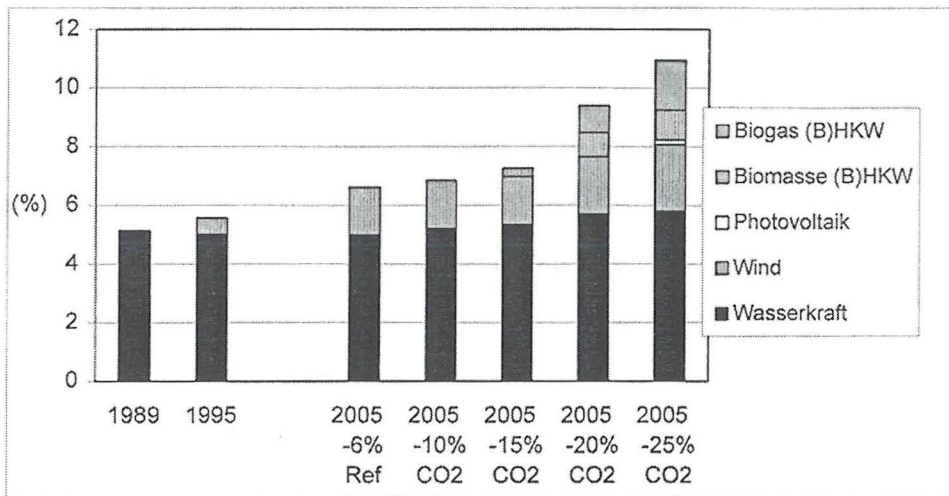


Abb. 7: Beitrag regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung, alte Bundesländer, 2005

Mit zunehmender CO₂-Restriktion nehmen die Beiträge der regenerativen Energieträger von heute ca. 5.5 % auf ca. 11 % (bei einer 25%- CO₂-Restriktion) zu. Zuerst erfolgt der Zubau von Windkraftanlagen von ca. 1.16 GW (1995) bis auf 4 GW im Fall der stärksten CO₂-Restriktion. Hierbei handelt es sich um typische Anlagengrößen von 500 kW (40 m). Der Anteil der Wasserkraft steigt ebenfalls; allerdings ist das Ausbaupotential weitaus kleiner. Zuerst werden die Nutzungspotentiale größerer Anlagen (>10 MW) ausgeschöpft, danach werden kleinere Anlagen und Kleinstwasserkraftanlagen (250 kW) zugebaut bzw. revitalisiert. Insgesamt steigt der Anteil der Wasserkraft von 5% auf fast 6% bei steigender CO₂-Restriktion. Erst bei einer CO₂-Restriktion, die größer als 15 % ist, werden auch Biomasse und Biogas in Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken eingesetzt und erreichen die gesetzten Obergren-

⁶ ohne Müll

zen im 25%-Reduktionsfall. Der Beitrag der Photovoltaik im Fall einer 25%-Restriktion entspricht einer Leistung von 22 MW und ist eine exogene Vorgabe im Sinne eines Erwartungswertes.

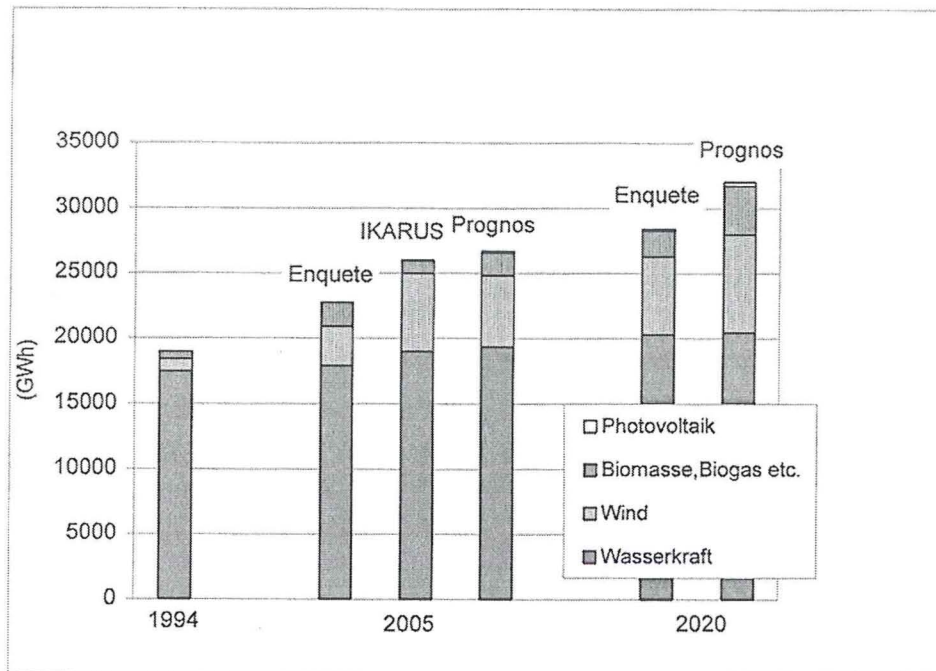
Der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis der regenerativen Energieträger erfordert relativ hohe Investitionen, wie Tabelle 5 verdeutlicht. Für das 25%-Reduktionsszenario sind die vom Modell zwischen 1989 und bis 2005 getätigten Investitionen für den Bau *neuer* Anlagen aufgelistet. Im Strom- und Wärmesektor müssen in diesem Zeitraum insgesamt ca. 50 Mrd. DM für den gesamten Kraftwerksneubau (Fossil u. Regenerative) investiert werden. Etwa 50 % der Investitionen entfallen auf Strom- und Wärmerzeugungsanlagen, die auf der Basis regenerativer Energieträger arbeiten. Eine genaue Aufteilung für die Regenerativen ist ebenfalls in Tabelle 5 enthalten.

Stromsektor	33.0 Mrd. DM	(für Kraftwerke auf der Basis von Braunkohle, Erdgas sowie regenerativen Energieträgern)
Wärmesektor		
<i>Fernwärme</i>	6.8 Mrd. DM	(Heiz- und Heizkraftwerke, Netze)
<i>Nahwärme</i>	10.4 Mrd. DM	(Heiz- und (Block)heizkraftwerke, Erdgasturbinen mit Abhitzeessel, Netze)
Summe	50.2 Mrd. DM	
<i>davon</i>		
für Anlagen auf regenerativer Basis:		
- Wasserkraftwerke		7.5 Mrd. DM (15 %)
- Windenergieanlagen		9.9 Mrd. DM (20%)
- Photovoltaik		0.2 Mrd. DM (<1%)
- Biomasse-(B)HKW		1.9 Mrd. DM (4%)
- Biogas-(B)HKW		4.5 Mrd. DM (9%)
Summe		24 Mrd. DM (48 %)

Tabelle 5: Investitionen für *neue* Anlagen im Zeitraum 1989 bis 2005, 25 % CO₂-Reduktion in den alten Bundesländern (2005)

4. Erwarteter Beitrag für die Jahre 2005 und 2020 in Deutschland

Im nachfolgenden wird gezeigt, welche Rolle den regenerativen Energieträgern bei der Stromerzeugung in verschiedenen Studien zugemessen wird, unter der Annahme, daß die Entwicklung der vergangenen Jahre ohne große Änderungen fortgeschrieben wird. Zu diesem Zweck werden die Ergebnisse der Enquete-Kommission /Enquete 1994/, der vom BMWi in Auftrag gegebenen PROGNOS-Studie /Prognos 1995/ sowie der IKARUS-Rechnungen verglichen. Abb. 8 enthält die erwartete Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energieträger für die Jahre 2005 und 2020. Für die szenarioorientierten Untersuchungen (IKARUS,



Bei den Werten des IKARUS- und Enquete-Szenarios handelt es sich um Referenzentwicklungen (ohne CO₂-Restriktion)

Abb. 8: Erwarteter Beitrag erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung für die Jahre 2005 und 2020 in den alten Bundesländern

Enquete) sind jeweils die Werte der Referenzszenarien angegeben, die als business-as-usual Entwicklungen zu interpretieren sind. Bei den Prognoswerten handelt es sich um Erwartungswerte.

Absolut gesehen, nimmt der Beitrag erneuerbarer Energieträger in der Prognose sowie den Szenarien gegenüber 1994 in einem Bereich von 20 bis 40 % zu. Mit Ausnahme der Wasserkraft, deren Potential schon weitgehend ausgeschöpft ist, liegen die Anteile für Wind und Biomasse um ein Vielfaches über dem Wert des Jahres 1994. Bezieht man die regenerative Stromerzeugung auf die gesamte öffentliche Netto-Stromerzeugung, liegen die Anteile für das Jahr 2005 in einer Bandbreite von 4.4% bis 6.6%. Die prozentualen Anteile für das Jahr 2020 betragen 5 % (Enquete) bzw. 6,2 % (Prognos). Bei einem Vergleich der relativen Anteile ist jedoch darauf hinzuweisen, daß die für 2005 und 2020 errechneten bzw. prognostizierten Stromverbräuche der Studien zum Teil erheblich voneinander abweichen. Jedoch kann festgestellt werden, daß die Beiträge der erneuerbaren Energieträger weit hinter den Forderungen des DPG-Memorandums zurückbleiben.

5. Zusammenfassung, Schlußfolgerungen

Sowohl unter der veränderten Randbedingung CO₂-Reduzierung als auch in den Referenzentwicklungen oder Prognosen erhöhen sich die Anteile der regenerativen Energieträger zur Stromerzeugung. Die stärksten Anstiege sind beim Wind und bei der Biomasse festzustellen, deren Beiträge um ein Vielfaches über den heutigen Werten liegen. In allen Referenzentwicklungen und Prognosen bleibt allerdings der Anteil der Stromerzeugung durch regenerative Energieträger weit hinter den Forderungen des DPG-Memorandums zurück.

Die Rechnungen für die alten Bundesländer zeigen, daß erst im Fall einer sehr stringenten CO₂-Reduzierung, die weit über das Minderungsziel der Bundesregierung hinausgeht, die Stromproduktion durch Erneuerbare die Größenordnung der im DPG-Memorandum geforderten Anteile erreicht. Den Ergebnissen ist ebenfalls zu entnehmen, daß der Einsatz regenerativer Energieträger sich nicht nur auf die Stromerzeugung beschränkt, sondern daß auch in den Endverbrauchssektoren vielfache Einsatzmöglichkeiten bestehen. Zwar leistet die regenerative Stromerzeugung einen Beitrag zur CO₂-Reduktion, jedoch werden die wesentlichen Einsparpotentiale durch andere Maßnahmen (z.B. höherer Erdgaseinsatz, Wärmedämmung, effizientere Pkw etc.) erreicht, die vielfach kostengünstiger sind. Für eine Strategie, die auf Ressourcenschonung oder Klimagasreduzierung ausgerichtet ist, existiert kein Königsweg sondern sie besteht aus einer Vielzahl von Maßnahmen, die sich über alle Bereiche der Energieversorgung erstrecken. In diesem Kontext ist auch die Stromerzeugung durch regenerative Energieträger zu sehen. Bei der Umsetzung einer Strategie gilt es, die effizientesten Maßnahmen auszuwählen. Die Effizienzbewertung hat sich hierbei nach den Grundsätzen der Energieversorgung zu richten: Dies sind Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit sowie Wirtschaftlichkeit.

Im Fall der stringenten CO₂-Restriktion von 25 % in den alten Bundesländern, die einer gesamtdeutschen Minderung⁷ von etwa 30 % entspricht, entfallen ca. 50 % aller Investitionen, die im Strom- und Wärmesektor für den Neubau von Erzeugungsanlagen aufgewendet werden müssen, auf Anlagen, die auf Basis regenerativer Energieträger arbeiten. Dieses Ergebnis besitzt nur Gültigkeit für den zugrundegelegten energiewirtschaftlichen Rahmen, der in den vorherigen Ausführungen erläutert wurde. Bevor also Handlungsempfehlungen ausgesprochen und infolgedessen Investitionen getätigt werden, sollte dieser überprüft werden. Eine Änderung des energiepolitischen Rahmens (z.B. Rolle der Steinkohle und Kernenergie) könnte mitunter eine kostengünstigere Lösung sein.

Literatur

DPG 1995

Energiememorandum 1995 der DPG. Physikalische Blätter 51 (1995)

Nr. 5, S. 388 - 391

Enquete 1994

Schaumann, P., Läge, E., Rüffler, W., Molt, S., Fahl, U., Diekmann, J., Ziesing, H.-J.: Integrierte Gesamtstrategien der Minderung energiebedingter Treibhausgasemissionen (2005/2020). Studie im Auftrag der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages, September 1994

Grawe/Wagner, 1995

Grawe, J., Wagner, E.: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1994, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94 (1995), Heft 24, S 1600 - 1616

Görgen/Ziesing 1996

Görgen, R., Ziesing, H.-J.: Zur Reform der Energiebilanzen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 46. Jg. (1996) Heft 1/2, S. 34 - 36

Hake, et al. 1993

Hake, J.-Fr., Kuckshinrichs, W., Markewitz, P., Martinsen, D., Walbeck, M.: Modelle.
In: VDI-Berichte Nr. 1043, S. 23 - 48, VDI-Verlag Düsseldorf 1993

⁷ 43 % CO₂-Minderung in den neuen Bundesländern (Referenzfall)

Kaltschmitt, M.: et al. 1994

Kaltschmitt, M., Wiese, A.: Technische Einsparpotentiale, substituierbare End- und Primär-
äquivalente und Kosten erneuerbarer Energieträger in Deutschland,
Zeitschrift für Energiewirtschaft 1/94, S. 41 - 64

Markewitz/ Martinsen 1997a

Markewitz, P., Martinsen, D.: Konsequenzen für die deutsche Energiewirtschaft bei Einhal-
tung des CO₂-Minderungsbeschlusses bis zum Jahr 2005. VDI Berichte Nr. 1321, S. 579 -
593, VDI-Verlag Düsseldorf 1997

Markewitz/Martinsen 1997b

Markewitz, P., Martinsen, D.: IKARUS-Minderungsstrategien für Deutschland. Workshop am
14./15. April 1997 „Modellinstrumente für CO₂-Minderungsstrategien“, in: Konferenzen des
Forschungszentrums Jülich 1997 (in Vorbereitung)

Meliß 1996

Meliß, M.: Regenerative Energiequellen. BWK Bd. 48 (1996), Nr. 4, S. 54 - 61

Prognos 1995

Eckerle, K., Hofer, P., Masuhr, K. Oczipka, T., Schmidt, G.:

Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa-Perspektiven bis zum
Jahr 2020, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Basel 1995

Beitrag der Windenergie

Werner Kleinkauf, Michael Durstewitz, Martin Hoppe-Kilpper

Universität Gesamthochschule Kassel, ISET

1. Zur derzeitigen Situation

Die Nutzung der Windenergie hat in den Jahren seit 1990, maßgeblich unterstützt durch Förderprogramme der Länder und des Bundes - insbesondere das „250 MW Wind“- Programm -, enorme Fortschritte gemacht. Entscheidend gefördert wurde diese Entwicklung durch die Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes vom Dezember 1990. Dieses regelt die Abnahme und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien (z. B. Wind, Sonne, Wasser)

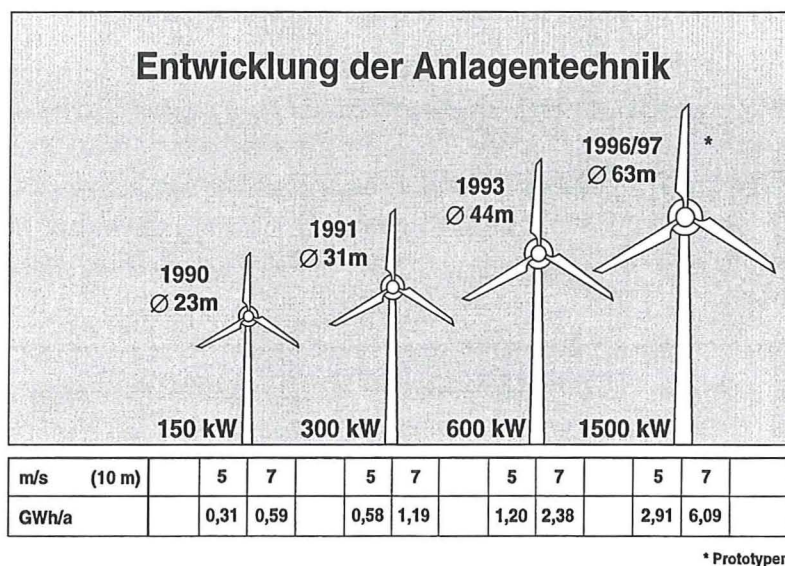


Abb. 1: Entwicklung der Anlagentechnik

durch die öffentlichen Energieversorgungsunternehmen (EVU). Für Strom aus Windenergie beträgt die Vergütung 90 Prozent des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe der EVU an Endverbraucher. Im Jahr 1997 sind dies DPf 17,15.

Der Aufschwung der Windenergienutzung in Deutschland zeigt sich anhand mehrerer Aspekte. So haben die günstigen Rahmenbedingungen nicht nur einen Einfluß auf die Installationsrate neuer Windenergieanlagen (WEA), sondern sie wirken sich auch auf die Entwick-

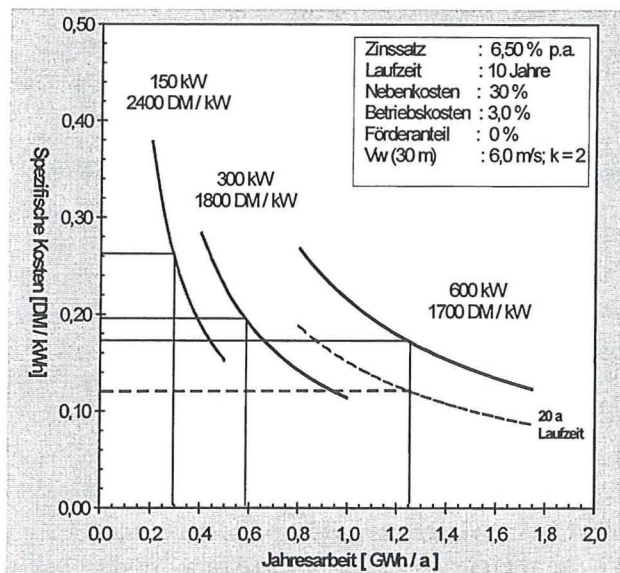


Abb. 2: Stromgestehungskosten unterschiedlicher WEA-Leistungsklassen

lung der Anlagentechnik (s. Abb. 1) und letztendlich auf die Reduktion der Produktions- sowie Stromgestehungskosten aus (s. Abb. 2). In Abb. 3 ist zu erkennen, daß das Wachstum der WEA-Installationsrate in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung nun auch unabhängig von der auf 250 MW Gesamtleistung begrenzten Bundesförderung Bestand hat. Die installierte Leistung und die Jahresenergie betrugen zum Jahresende 1996 ca. 1550 MW bzw. 2400 Mio. kWh.

Die seit 1994 bevorzugten WEA sind Konverter der 500 / 600 kW Leistungsklasse. In Abbildung 4 ist der Bestand dieser Anlagengeneration im „250 MW Wind“- Programm für die Jahre 1994 bis 1996 dargestellt. Der Anteil Binnenlandstandorte ist hierbei kontinuierlich von 3 Prozent in 1994 auf 33 Prozent in 1995 sowie auf etwa 50 Prozent in 1996 angestiegen.

Bemerkenswert ist, daß nur ein relativ geringer Teil dieser Anlagen – in der Grafik als dunkle Flächen in den Säulen markiert – eine Jahresproduktion von über 1,3 GWh aufweist, die, unter den heute gültigen Einspeisebedingungen, für eine Refinanzierung der Anlagen in zehn Jahren erreicht werden muß.

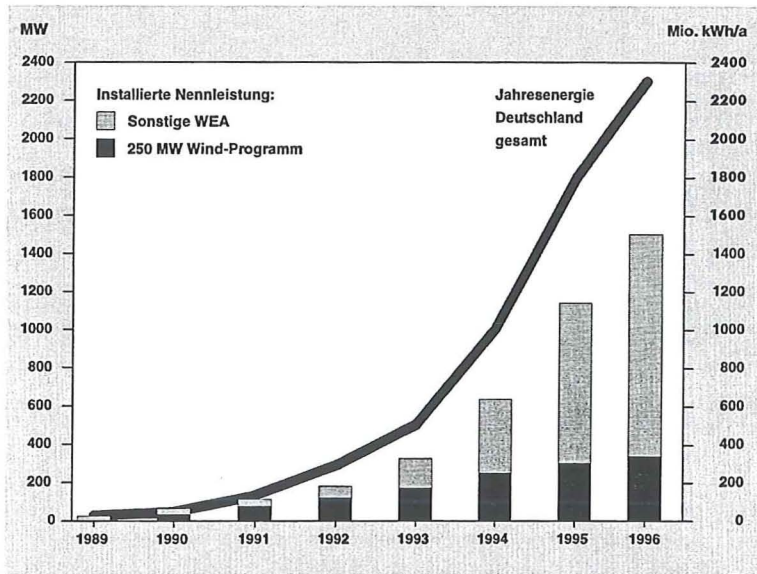


Abb. 3: Stromezeugung mit Windenergie in Deutschland

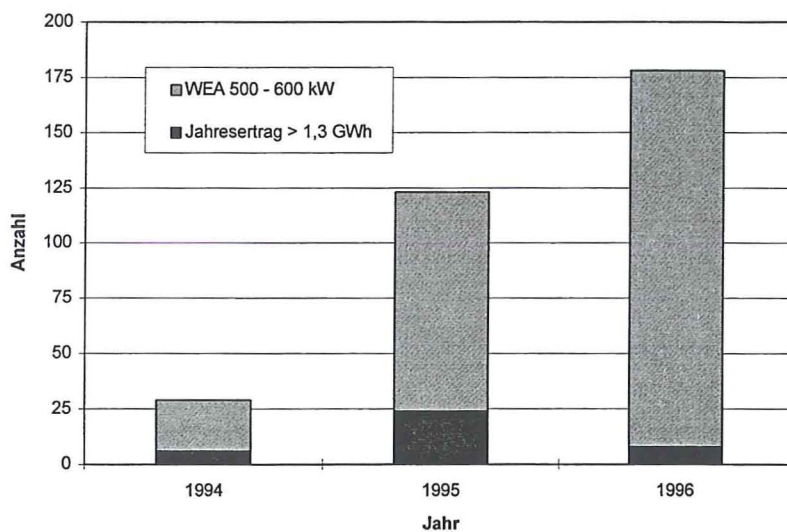


Abb. 4: Anzahl WEA der 500/600 kW-Leistungsklasse im WMEP insgesamt sowie Anteil mit Jahresertrag über 1,3 GWh

Szenario zur Entwicklung des Windstromanteils in Deutschland bis 2006 - Erreichbares Potential -													
		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
1	Neu installierte WEA-Anzahl	1000	800	800	900	900	880	850	820	790	760	730	700
2	Mittlere Nennleistung der Neuinstallationen [kW]	500	540	650	750	875	1000	1125	1250	1375	1500	1625	1750
3	Neu installierte WEA-Leistung [MW]	500	430	520	675	788	880	956	1025	1086	1140	1186	1225
4	Anzahl der installierten WEA zum Jahresende	3500	4500	5300	6200	7100	7980	8830	9650	10440	11200	11930	12630
5	Kumulierte installierte WEA-Leistung [MW]	1100	1530	2050	2725	3513	4393	5349	6374	7460	8600	9786	11011
6	Stromgestehungskosten (Küste) [DM/kWh]	0,156	0,151	0,149	0,148	0,146	0,144	0,142	0,14	0,138	0,137	0,135	0,133
7	Stromgestehungskosten (Binnenland) [DM/kWh]	0,246	0,232	0,232	0,229	0,223	0,221	0,218	0,215	0,212	0,209	0,207	0,204
8	Jährliche Investitionssummen [Mio. DM]	1138	922	1102	1413	1628	1796	1927	2039	2132	2208	2267	2309
9	WEA-Jahresarbeit [TWh]	1,5	2,39	3,24	4,31	5,6	7,07	8,67	10,39	12,2	14,1	16,07	18,09
10	Jahres-Stromverbrauch Deutschland [TWh]	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
	Windstromanteil	0,32%	0,51%	0,70%	0,93%	1,20%	1,52%	1,86%	2,23%	2,62%	3,03%	3,46%	3,89%
Zugrunde gelegte Werte:													
11	Anteil der Küstenstandorte (Küstenlinie, Inseln)	40%	40%	39%	38%	37%	36%	35%	34%	33%	32%	31%	30%
12	Anteil der Binnenlandstandorte	60%	60%	61%	62%	63%	64%	65%	66%	67%	68%	69%	70%
13	Volllaststunden (Küste)	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
14	Volllaststunden (Binnenland)	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
15	Volllaststunden (gewichteter Mittelwert)	1820	1820	1812	1804	1796	1788	1780	1772	1764	1756	1748	1740
16	Spezifische Investitionskosten [DM/kW]	1750	1650	1630	1610	1590	1570	1550	1530	1510	1490	1470	1450
17	Kreditlaufzeit: 10 Jahre	19	Investitionsnebenkosten (Planung, Netzanbindung, etc.): 30 Prozent Betriebskosten: 3 Prozent p.a.										
18	Zinssatz: 6,5 Prozent p.a.	20											

Erläuterungen zur Tabelle:

(1) - (5) Entwicklung der Anzahl und installierten Leistung von Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland

Für die kommenden Jahre wird mittelfristig von einer Degression der jährlichen WEA-Installationszahlen ausgegangen, wobei durch einen Anstieg der Anlagen-Nennleistung insgesamt ein wachsender jährlicher Zubau erfolgt. Aufgrund der technischen Weiterentwicklung ist ausgehend von der bereits etablierten 500/600 kW Klasse eine Steigerung der Nennleistung auf 1,5 bis 2,5 MW zu erwarten.

(6), (7) Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten wurden auf der Grundlage der Vollaststundenzahlen (13), (14) sowie der Investitionskosten (16), (19), Kapitalkosten (17), (18) und laufender Betriebskosten (20) ermittelt. Nicht enthalten sind Gewinne, Anrechnungen für Substanzverlust der Anlage sowie Rücklagen für größere Reparaturen.

(10) Stromverbrauch in Deutschland

Der jährliche Stromverbrauch in Deutschland wird weiterhin als konstant angesetzt.

(11), (12) Geographische Verteilung der WEA

Der Anteil der Binnenlandstandorte (d.h. der Standorte mit einer Entfernung von mehr als 10-15 km von der Küste) wird sich wie in den zurückliegenden Jahren weiter erhöhen.

Merkliche Potentiale im Offshore-Bereich sind voraussichtlich in den nächsten fünf bis zehn Jahren noch nicht zu eruieren. Anwendungen in diesem Sektor sind auf Entwicklungen und Erfahrungen von Großanlagen angewiesen.

(13) - (15) Jährliche Vollaststundenzahl

Die im Betrieb erreichten Vollaststunden werden als konstant angesetzt, da die erwartete Steigerung der Jahresarbeit eine zunehmende Erschließung von weniger windgünstigen Standorten ermöglicht.

(16), (19) Investitionskosten

Die zu erwartende Serienfertigung der WEA im Leistungsbereich von 1,5 bis 2,5 MW sowie technische Weiterentwicklungen ermöglichen eine Senkung der spezifischen Anlagenkosten um ca. 15 Prozent in den kommenden Jahren.

(17) Kreditlaufzeit

Die unveränderte Laufzeit von 10 Jahren stellt eine konservative Schätzung dar. Die zu erwartende Lebensdauer der zukünftig eingesetzten WEA läßt Kreditlaufzeiten von ca. 15 Jahren durchaus als gerechtfertigt erscheinen. Dies würde zu deutlich günstigeren Stromgestehungskosten führen. In gesicherten Erkenntnissen über lange Lebensdauern liegen enorme Kostenreduktionspotentiale (vgl. Abb. 2).

2. Entwicklung innerhalb der nächsten zehn Jahre

Setzt man günstige Rahmenbedingungen voraus, die sowohl geeignet sind, mit Kontinuität einen merklichen Anteil des technischen Potentials zu erschließen als auch die technische Entwicklung weiter voranzutreiben, dann kann das in der nachfolgenden Tabelle aufgeführte Szenario mit dem sogenannten erreichbaren Potential durchaus als realistisch angesehen werden.

3. Schlußfolgerungen, Ausblick

Die Windenergietechnik, die sich erst seit wenigen Jahren zu etablieren beginnt, hat noch ein enormes Entwicklungspotential. Innerhalb des Zeitraums von 1990 bis 1996 konnten beispielsweise folgende Fortschritte erzielt werden:

- Rotorblattfertigung; Ø über 40 m,
- Leistungselektronik zur Reduktion von Netzeinwirkungen,
- drehzahlvariabler Betrieb,
- getriebelose Konzepte mit Multipol-Generatoren,
- Fernüberwachung,
- Aufbau eines leistungsfähigen Vertriebs- und Wartungsnetzes,
- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit auf 98 %,
- Steigerung der Anlagengröße auf über 600 kW,
- Reduktion der Stromgestehungskosten um 35 %.

Durch das Einbringen von weiteren Innovationen, Fortschritten in der Fertigungstechnik und Steigerungen in der zu erwartenden Lebensdauer sind noch erhebliche Kostenreduktionen zu erwarten.

Hinzuzufügen ist, daß die Nutzung der Windenergie neben ihren positiven Effekten im Bereich der Schonung fossiler Ressourcen sowie des Klima- und Umweltschutzes auch entsprechend positive arbeitsmarktpolitische Aspekte aufweist. Momentan sind direkt ca. 5.000 Arbeitsplätze in Deutschland durch die Windenergienutzung gesichert. Zu berücksichtigen ist, daß diese Technik - Anlagenbau und -betrieb - ein höheres Beschäftigungspotential als die konventionelle elektrische Energieversorgungstechnik erfordert, so daß durch den Ausbau der Windenergie - insbesondere auch über Steigerungen des Exports - auch zur Entlastung auf

dem Arbeitsmarkt in Deutschland beigetragen werden kann. Gerade für die in eher strukturschwachen Gebieten angesiedelte WEA-Industrie ist dieser Gesichtspunkt von besonderer Bedeutung.

Abschließend ist festzustellen, daß sich die in den letzten Jahren entstandene Firmenstruktur im Windenergieanlagenbereich - überwiegend kleine und mittlere Unternehmen - als außerordentlich leistungsfähig erwiesen hat. Diese Firmen haben die notwendige Flexibilität, um wichtige Trends aufzugreifen und fortzuführen. Damit sich die aufgebaute innovationsfreundliche Struktur stabil weiterentwickeln kann, ist ein kontinuierlicher Ausbau der Windenergie - d. h. Kontinuität am Markt sowie im Forschungs- und Entwicklungsbereich - notwendig. Diese Perspektive wird nicht vom Windpotential begrenzt, sondern ganz wesentlich vom politischen Willen zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen und damit zur Vorsorge im Bereich der Energieversorgung beeinflusst.

Energetische Verwertung von Biomasse

Hans Mohr

Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg

1. Standardargumente zugunsten der energetischen Nutzung von Biomasse

- (1) Biomasse ist gespeicherte Sonnenenergie und damit ein erneuerbarer Energieträger, durch dessen Einsatz die fossilen Energievorräte geschont werden.
- (2) Durch den Anbau von Biomasse für energetische Zwecke können landwirtschaftliche Überschußflächen sinnvoll genutzt und neue Perspektiven für die Landwirtschaft eröffnet werden.
- (3) Durch den weitgehend geschlossenen CO₂-Kreislauf zwischen Aufwuchs und Nutzung entlastet Biomasse als (fast) CO₂-neutraler Energieträger die globale CO₂-Bilanz.

1.1. Überblick über Nutzungspotentiale

Das Biomassepotential ist begrenzt (Tabelle 1), aber relativ leicht zu nutzen. Die größten Chancen, kurzfristig einen gewissen Marktanteil als Primärenergieträger zu erreichen, liegen bei den Reststoffen aus Land- und Forstwirtschaft, also bei Stroh und Holz. Speziell angebaute Energiepflanzen - Raps, Energiegetreide - haben es aus monetarischen Gründen schwer, eine Marktnische zu erobern.

Dasselbe gilt für Methanol aus (Rest-)Biomasse. Andererseits bilden flüssige Treibstoffe aus Biomasse (RME, Methanol) eine wichtige Option für „die Zeit nach dem Erdöl“. Das Thema „Energie aus Biomasse“ sollte also nicht auf die direkte thermische Nutzung eingengt werden.

Gesamtverbrauch an Primärenergie	1500 PJ/a
Potentieller Beitrag forstlicher Biomasse	20 PJ/a realistisch (150 PJ/a im Extremfall)
Potentieller Beitrag agrarischer Biomasse	75 PJ/a
Biomassepotential unter realistischen Annahmen	100 PJ/a
Einsparung an Primärenergie bis 2015 (geschätzt)	300 PJ/a
Beitrag der Biomasse zum Gesamtenergiebudget	max. 8%

Neuere Schätzungen des realisierbaren Anteils der Biomasse an der Primärenergieversorgung Deutschlands im Jahr 2005 gelangen zu einem Wert von lediglich 6%.

Zusammensetzung der Biomasse:

Energiepflanzen	650 PJ/a
Holz	140 PJ/a
Stroh	70 PJ/a
Raps	40 PJ/a
Gesamtpotential	900 PJ/a
CO ₂ -Einsparpotential 6%	

Tabelle 1: Energie aus Biomasse - das begrenzte Potential
(Zahlen 1990 für Baden-Württemberg)

Es sei auch an dieser Stelle betont, daß das Biomassepotential für energetische Zwecke sehr stark von Rahmenbedingungen abhängig ist, z.B.

Ausmaß der Flächenstillegung,

Anteil von Raps in der Fruchtfolge,

diffuse Nutzung von Holz im ländlichen Raum.

Sowohl regional als auch global bedeutet „Energie aus Biomasse“ keinen technologischen Megatrend, da der ökonomische Trend eher in Richtung verstärkter Nutzungs- und Futtermittelproduktion geht. Global nimmt die verfügbare landwirtschaftliche Fläche stetig ab:

1980 - 0.30 ha/Kopf

2000 - 0.22 ha/Kopf (geschätzt)

Strategisch kann es nur darum gehen, während einer Übergangsphase (mit agrarischen Überschüssen) auf eine Verwendung der überschüssigen Biomasseproduktion auf dem Energiemarkt zu setzen.

Nicht-Fachleute neigen dazu, das regionale und globale Biomassepotential zu überschätzen: „Auf der Erde wächst jährlich der zehnfache Energiewert des weltweiten Verbrauchs an fossilen Energieträgern heran...Die Nutzung von nur zehn Prozent dieser Pflanzen reichte aus, um sämtliche fossile Energieträger zu ersetzen“ (Franz Alt).

Tatsächlich beträgt die Nettoprimärproduktion (NPP) 120 Mio t Trockenmasse/Jahr, und der weltweite Einsatz an fossilen Energieträgern beläuft sich - umgerechnet - auf 15 Mia t Trockenmasse/Jahr. Aber dies ist nur die Hälfte der Wahrheit. In Wirklichkeit dient die Nettoprimärproduktion als Nahrungsgrundlage des Menschen und als universelle Lebensgrundlage für mehr als 3 Mio Tierarten und heterotrophe Pflanzen. Außerdem schließt die geringe Energiedichte der genuinen Biomasse längere Transportwege aus. Biomasse als Energiequelle bleibt im wesentlichen (mit Ausnahme flüssiger Treibstoffe) eine lokale Ressource.

Fachleute gehen davon aus, daß etwa 1% der jährlichen NPP nachhaltig als Substitut für fossile Energieträger in Frage kommt. Dieser Wert deckt sich in etwa mit den 6-8% Primärenergieanteil, den wir unter nachhaltigen Rahmenbedingungen für die Biomasse in Baden-Württemberg bzw. Deutschland berechnet haben.

2. Die einzelnen Aspekte

Die Energiegewinnung aus Holz ist mittlerweile zu einer hochentwickelten Technik ausgereift. Brennstoffaufbereitung, Zuführung, Verfeuerung, Verbrennungsführung, Rauchgasreinigung und Ascheentsorgung sind in verschiedenen Varianten erprobt. Aus Holz kann heute

effizient und umweltverträglich Wärme und Strom gewonnen werden, die Marktreife ist erreicht.

Viele Anlagen sind auch bereits wirtschaftlich, nämlich dann, wenn Rest- und Abfallholz (unbehandelt) aus der Holzverarbeitenden Industrie als kostengünstiger Brennstoff (möglichst zum Nulltarif) zur Verfügung steht. Wenn der Brennstoff etwas kostet, sind Bau und Betrieb einer größeren holzbetriebenen Anlage (z.B. ein Heiz(kraft)-werk ab 1 MW Feuerungsleistung) oft im Vergleich zu den fossil betriebenen Alternativen nicht mehr wirtschaftlich. Das betrifft gerade auch Restholz aus dem Wald. Obwohl hier ein großes Potential besteht, wird es nur selten genutzt, weil die Brennstoffbereitstellung zuviel kostet. Hier müssen Mittel und Wege in der Logistik erprobt werden, wie die Kosten zu senken sind (forstliche Betriebsgemeinschaften, Organisation von Ernte, Anlieferung, Lagerung und Betrieb). Schon der Bau der Feuerungsanlagen selbst ist häufig genug - je nach konkreter Situation - teurer als die Alternative auf Basis fossiler Brennstoffe. Die Wirtschaftlichkeit ist freilich nicht der einzige Faktor, der einer verstärkten Nutzung von Holz im Wege steht. Aus Sicht der Hersteller von Holzanlagen gehören mangelnde Kenntnisse, geringerer Komfort und schlechtes Image ebenfalls zu den Hindernissen, mit denen man beim potentiellen Nutzer rechnen muß.

Die Verbrennung von Stroh ist noch nicht ganz ausgereift. Zwar werden in unserem Nachbarland Dänemark Heizwerke und Heizkraftwerke auf Strohbasis bis zur logistisch bewältigbaren Größenordnung von 20-30 MW (Strohkessel) betrieben, dennoch gibt es noch erhebliche Probleme. Hier sind zu nennen die Einhaltung der benötigten Strohqualität, Korrosion und Versinterung von Anlagenteilen und die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte im Teillastbetrieb. Aufgrund des staatlichen Programms zum verstärkten Einsatz regenerativer Energien ist in Dänemark die Marktreife erreicht, in Deutschland mit anderen Rahmenbedingungen kann man noch nicht ganz von Marktreife sprechen. Die energetische Nutzung von Stroh steht jedoch kurz davor, auch der Abstand zur Wirtschaftlichkeit ist zwar vorhanden, aber im Einzelfall nur noch gering.

Wie die laufenden Anlagen in Dänemark, aber auch das Strohheizwerk in Schkölen zeigen, werden manche Defizite und Probleme erst im Praxisbetrieb deutlich. Die Erforschung der noch bestehenden technischen Probleme und die Entwicklung von Problemlösungen gelingt am besten in bestehenden Werken, nur auf dem Papier gelingt das nicht. Daher brauchen wir Demonstrationsanlagen (auf Basis Stroh zunächst) so schnell wie möglich, auch wenn Investitionen bezuschußt werden müssen und noch Anfangsschwierigkeiten auftreten. Nur so kann auch vernünftig abgeschätzt werden, welche Rolle die nachwachsenden Rohstoffe im Strom- und Wärmemarkt spielen könnten.

Raps als Lieferant für Biodiesel ist zwar in aller Munde. Bei Ausweitung des Rapsanbaus auf die aus pflanzenbaulicher Sicht maximal mögliche Fläche kann Rapsöl aus deutscher Erzeu-

gung aber nicht mehr als 4% des Dieserverbrauchs in Deutschland ersetzen. Während Getreideganzpflanzen beispielsweise in der Energie-Input-Output-Bilanz mit ca. 1:10 recht gut abschneiden, liegt die Energiebilanz von Rapsölmethylester (RME) mit etwa 1:2 wesentlich ungünstiger. Für die CO₂-Bilanz gilt ähnliches. Rapsöl oder RME sollten daher als Treibstoff dort zum Einsatz kommen, wo der meiste Nutzen erbracht wird: In umweltsensiblen Bereichen und Innenstädten. RME ist dabei sofort einsetzbar (Adaptionen an Schläuchen, Ventilen und Dichtungen mancher Kfz-Modelle vorausgesetzt), die Marktreife ist erreicht.

Bei Rapsölmotoren stehen erst wenige vor der Serienreife. Rapsöl/RME ist als Heizölersatz zwar auch für Heizzwecke einsetzbar, dieser Pfad erscheint uns aus Gründen der Energiebilanz aber nicht weiter förderungswürdig.

Wir plädieren dafür, nicht alle Kräfte auf die Biodiesel-Schiene zu konzentrieren, sondern die Geringe Ökotoxizität von Rapsöl nutzbringend einzusetzen und zunächst Schmier- und Hydrauliköle auf Mineralölbasis, wo immer technisch möglich, durch entsprechende Pflanzenöle zu ersetzen (also zunächst den chemisch-technischen Pfad zu forcieren).

Unter den möglichen Energiepflanzen-Kandidaten räumen wir neben Raps nur noch Getreideganzpflanzen mittelfristig eine gewisse Chance ein. Ihre Nutzung ist noch in der Erprobungsphase, ließe sich aber im Prinzip mit der von Stroh kombinieren. Strohbeheizte Anlagen könnten somit auch als Schrittmacher für die Einführung von Getreideganzpflanzen als Brennstoff dienen. Sorgen bereiten noch Kornverluste bei der Ernte, Qualitätsschwankungen des Erntegutes, eine durch den inhomogeneren Brennstoff bedingte schwierigere Steuerung der Verbrennung und die gegenüber Stroh und Holz höheren Stickstoff- und Alkali-Gehalte (NO_x Emissionen, niedrige Ascheerweichungstemperatur und Verschlackung). Bestimmte Weizen-, Roggen- und Triticale-Sorten kämen am ehesten in Frage. Bei Hafer ist der Ertrag relativ gering, bei Gerste ist der relativ hohe Chlorgehalt wegen möglicher Korrosionsprobleme ungünstig.

Die Option auf die energetische Nutzung von Getreidepflanzen sollte offen gehalten und die dazu notwendigen Entwicklungsarbeiten gefördert werden. Dazu gehört:

1. Die Züchtung entsprechender Sorten mit festerem Spelzenschluß (Verminderung der Kornausfälle) und von Sorten mit (relativ) geringem Chlor-, Stickstoff- und Alkali-Gehalt. Spezielle Energiesorten könnten u.U. auch das Akzeptanzproblem („Korn im Ofen?“) entschärfen. Wichtig wäre auch eine gleichmäßige Abreife von Korn und Stroh, so daß bei der Ernte das „Auf-Schwad-Legen“ entfallen kann.

2. Die Entwicklung und Optimierung der Verfahrenskette von Ernte über Brennstoffaufbereitung und Verfeuerung bis zur Ascheverwertung.
3. Versuchsweise wurden schon unterschiedliche Öfen mit Getreide beschickt. Ganzpflanzengetreide als Brennstoff sollte allerdings in jedem Fall mit Stroh kombinierbar sein. Künftige Praxisversuche mit Stroh-Feuerungsanlagen sollten entsprechend durchgeführt werden-

Die Zufeuerung von Biomasse zu bereits bestehenden Braunkohlen- oder Steinkohle-Heizkraftwerken ist eine marktnahe Option. Sie wird im Einzugsgebiet des Bayernwerks derzeit mit Erfolg erprobt. Probleme der Logistik, Bevorratung und der Brennstoffaufbereitung würden entschärft. Auch die „klassischen“ Probleme der Biomassenutzung:

- Verschlackung der Trockenraumfeuerungen
- Korrosionserscheinungen am Überhitzer
- Deaktivierung oder zumindest Kapazitätsreduktion von Katalysatoren zur Rauchgasreinigung (in „high dust“-Anordnung)
- Probleme mit der Verwertung der Aschen in der Zement- und Betonindustrie.

haben sich im praktischen Betrieb bei einer Zufeuerung von 5-10% Biomasse als wenig gravierend herausgestellt.

Je geringer der Anteil an Biomasse, desto geringer die schädlichen Auswirkungen. Alle Erfahrungen - technologisch und logistisch - deuten darauf hin, daß über die Zufeuerung von Biomasse in bereits bestehenden Anlagen der Biomasse regional rasch ein sicheres Absatzpotential erschlossen werden könnte. Der zusätzliche Investitionsaufwand der Betreiber ist relativ gering, die Versorgungssicherheit ist kein Problem mehr.

3. Zusammenfassung

3.1. Vorteile der Biomasse als Primärenergieträger

- Ökonomische Chancen für Land- und Forstwirtschaft, ökologisch vernünftige Entsorgung der überschüssigen Biomasse aus Land- und Forstwirtschaft.
- Substitution fossiler durch regenerierbare Energieträger.

- Günstige CO₂-Minderungskosten (Restholz 70 DM/tCO₂, Energiepflanzen 180 DM/tCO₂, Photovoltaik 2000-4000 DM/tCO₂).

3.2. Schwachpunkte der Biomasse als Energieträger

- der niedrige Preis für fossile Energieträger kann von der Biomasse derzeit kaum unterboten werden,
- die Biomassennutzung stellt höhere Ansprüche an Brennstofflogistik und Verbrennungstechnik,
- höherer Arbeitsaufwand,
- Chlorgehalt der halmgutartigen Biomasse (HCl-Emissionen),
- schwierigere Entsorgung der Reststoffe (u.a. niedriger Ascheerweichungspunkt),
- Inhomogenitäten und Qualitätsschwankungen.

3.3. Praxisreifer Einsatz von Biomasse als Energieträger

- Anlagen auf der Basis von Holzabfällen und Holzhackschnitzeln sind technisch praxisreif und ökonomisch marktreif, falls der Energieträger sehr billig oder zum Nulltarif zu haben ist. Bei Restholz aus dem Wald - das größte Potential - ist die Brennstoffbereitstellung derzeit noch zu teuer.
- Attraktiv (und von uns favorisiert) ist die Zufeuerung von 5-10% Biomasse zu Kohlekraftwerken. Wie das Bayernwerk mit seinem Braunkohlekraftwerk in Schwandorf gezeigt hat, ist eine Mischfeuerung in dieser Größenordnung technisch machbar. Allerdings ist sie finanziell immer noch defizitär: Eine Tonne tschechischer Braunkohle kostet derzeit 60 DM, eine Tonne pelletierte Biomasse für die Zufeuerung mindestens 150 DM.

3.4. Marktanreizprogramme

- Wir plädieren vorrangig für eine Investitionsförderung (Anschubfinanzierung). Diese sollte sich an dem zu erwartenden Nutzen-Kosten-Verhältnis orientieren. Dieses wiederum errechnet sich nicht nur betriebswirtschaftlich, sondern nach Maßgabe von Ökopunkten.
- Eine Dauersubvention (Stromerzeugungsbeihilfe, Wärmeerzeugungsbeihilfe) sollte sich ebenfalls an einem Katalog von Ökopunkten orientieren, vor allem an den CO₂-Vermeidungskosten: Mit je weniger Geld eine Tonne CO₂ vermieden werden kann, um so eher läßt sich eine Anschub- und Dauersubvention ökonomisch und politisch rechtfertigen.

Literatur

Flaig, H., Mohr, H. (Hrsg.) Energie aus Biomasse - Eine Chance für die Landwirtschaft. Springer, Heidelberg 1993

Linckh, G., Sprich, H., Flaig, H., Mohr, H. (1997) Nachhaltige Land- und Forstwirtschaft. Springer, Heidelberg

Mohr, H. (Hrsg.) Spannungsfeld Energie - Probleme und Perspektiven. Rombach, Freiburg 1995

Perspektiven der solaren Stromerzeugung

Joachim Nitsch¹, Frithjof Staß², Franz Trieb¹

¹Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart

²Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart

1. Energieversorgung im Wandel

Ausreichende Energie ist in den Industrieländern die wesentliche Voraussetzung für ihre enorme Produktivität und für den hohen Lebensstandard. Ohne den stetigen Fluß an Brenn- und Treibstoffen, an Wärme und Strom kommen moderne Volkswirtschaften rasch zum Erliegen. Begrenzte Vorkommen und wachsende Umweltbelastungen der fossilen Energien bis hin zur Veränderung des globalen Klimas und die geringe Akzeptanz der von großen Teilen der Bevölkerung als zu riskant angesehenen Kernenergie stellen allerdings das Energieversorgungssystem in seiner bisherigen Ausprägung zunehmend in Frage. Nur ein rechtzeitig eingeleiteter und deutlicher Strukturwandel in Richtung umweltverträglicherer Energietechniken kann den Weg in eine zukunftsfähige Energieversorgung bereiten.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2005 um rund 25 % gegenüber 1990 zu senken. Aktuelle Untersuchungen zeigen, daß in den Industrieländern bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts weitere Reduktionen von bis 80 % erforderlich sein werden, um eine gefährliche Störung des globalen Klimas zu vermeiden. CO₂-Reduktionen in diesem Ausmaß sind nur durch eine optimale Kombination bekannter und erprobter Verfahren sowie den konsequenten Einsatz neuer Technologien möglich. Energieeinsparungen, der effiziente Einsatz der fossilen Ressourcen und die verstärkte Nutzung CO₂-freier Energiequellen stellen den Schlüssel für die Sicherstellung der zukünftigen Energieversorgung dar. Wegen der langen Einführungszeiträume neuer Energietechnologien werden heute die Weichen für die Energieversorgung des nächsten Jahrhunderts gestellt. Beachtet man zusätzlich den wachsenden Energiebedarf der Schwellen- und Entwicklungsländer, so wird der Handlungsdruck besonders deutlich.

Diese große Herausforderung stellt jedoch gleichzeitig eine besondere Chance dar. Die stetig zunehmende Globalisierung der Wirtschaft und der damit einhergehende wachsende Konkurrenzdruck auf den Weltmärkten zwingen zu wirksamen Maßnahmen der Arbeitsplatzsicherung

durch einen gezielten Wandel der Wirtschafts- und Produktionsstrukturen, die gleichzeitig in immer stärkerem Maße umwelt- und ressourcenschonend sein müssen. Wie alle modernen Industrieländer verfügt auch Deutschland über ein enormes Wissen in zahlreichen Bereichen der Energietechnik und -wirtschaft. Gelingt es rechtzeitig und wirksam, dieses Wissen aus Hochschulen, Großforschung und Industrie in neue und verbesserte „Energieprodukte“ umzusetzen, so kann hier auch die Basis für zukunftssichere Arbeitsplätze in unverzichtbaren Technologiebereichen gelegt werden, und es können die deutschen Positionen in diesem rasch wachsenden Markt ausgebaut werden. Dazu ist jedoch schnelles und entschlossenes Handeln erforderlich.

2. Solare Stromerzeugung - Rückgrat einer solaren Energiewirtschaft

Erneuerbare Energiequellen werden zentraler und unverzichtbarer Bestandteil einer zukünftigen umweltverträglichen Energieversorgung sein müssen. Der Stromerzeugung aus Solarstrahlung kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Sie bietet in ihrer photovoltaischen und thermischen Ausprägung die Möglichkeit, Elektrizität aus praktisch unbegrenzt vorhandener Strahlungsenergie in außerordentlich unterschiedlichen Leistungseinheiten und in großen Mengen zur Verfügung zu stellen. Auf 0,1 % der globalen Landfläche = 0,15 Mio km² mit einer jährlichen Globaleinstrahlung von 1 800 kWh/m²,a können mit modernen polykristallinen PV-Modulen rund 20 000 TWh/a Elektrizität erzeugt werden, was nahezu dem Zweifachen der derzeitigen Weltstromerzeugung entspricht. Das Flächenpotential solarthermischer Kraftwerke an geeigneten Standorten im Mittelmeerraum wurde in /Klaß, Staiß, 1992/ zu rund 12 000 GW ermittelt, womit bei rein solarem Betrieb das Vierfache der derzeitigen Weltstromerzeugung bereitgestellt werden könnte.

Photovoltaik im Weltmarkt - heute und morgen

Die photovoltaische Stromerzeugung stellt die eleganteste Umwandlungstechnik für Strahlungsenergie dar. Seit den 70er Jahren wird sie sowohl in unseren Breitengraden als auch in sonnenreichen Ländern erfolgreich genutzt. Photovoltaik ist fast überall und in außerordentlich unterschiedlichen Leistungseinheiten einsetzbar. Ihr Anwendungsbereich reicht von Kleingeräten mit elektrischen Leistungen von wenigen Milliwatt wie Uhren und Taschenrechnern bis hin zur Versorgung von Gebäuden und zur Einspeisung des Stroms in das öffentliche Netz im Kilo- und Megawatt-Bereich.

Der Weltmarkt für Photovoltaikmodule wächst seit nahezu zwei Jahrzehnten mit zweistelligen Zuwachsraten und erreichte 1995 einen Umsatz von 85 MWp/a (Abb. 1). Die Modulpreise liegen zur Zeit bei etwa 3,5 bis 5,5 US-\$/Wp, sie hängen im Einzelfall von der Liefermenge, der Technologie und dem Land ab, in dem der Kauf getätigt wird /Staiß, 1996/. Mit steigender Ef-

ektivität und gleichzeitig sinkenden Preisen dringt die Photovoltaik in neue Marktsegmente vor und zwar bevorzugt dort, wo die Bereitstellung von Strom vergleichsweise teuer ist. Dementsprechend liegen die größten und bekanntesten Anwendungen im Einsatz bei Konsumgütern, wo diese Art der Energieversorgung nur einen Bruchteil derjenigen mit Batterien kostet, und im Bereich der Kommunikation und Signaltechnik. In diesen im allgemeinen netzfern betriebenen Anlagen stellt die Photovoltaik eine kostengünstige und zuverlässige Alternative zu aufwendigen Netzanschlüssen dar.

Eine besondere Bedeutung kommt der Photovoltaik in Entwicklungsländern zu. Die meisten dieser Länder verfügen einerseits über sehr gute solare Einstrahlungsverhältnisse und sind andererseits oft nur in geringem Ausmaß mit einem öffentlichen Stromnetz ausgestattet. Photovoltaikanlagen sind daher meist die einzige Möglichkeit für eine gesicherte Stromversorgung von Kommunikationsanlagen, öffentlichen Gebäuden und privaten Haushalten. Von besonderer Bedeutung ist auch der Antrieb von Trinkwasserpumpen. Angesichts des steigenden Energiebedarfs der Schwellen- und Entwicklungsländer ist hier bei einer zielgerichteten Energiepolitik in Zukunft mit besonders hohen Zuwachsraten zu rechnen.

Mit dem steigenden Interesse der Bevölkerung an der Nutzung regenerativer Energiequellen stieg aber auch in den Industrieländern schon früh die Nachfrage nach Photovoltaiksystemen. Der Schwerpunkt liegt hier bei netzgekoppelten Systemen. Der erzeugte Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist, sofern er nicht selbst verbraucht wird. Das Netz ersetzt somit eine

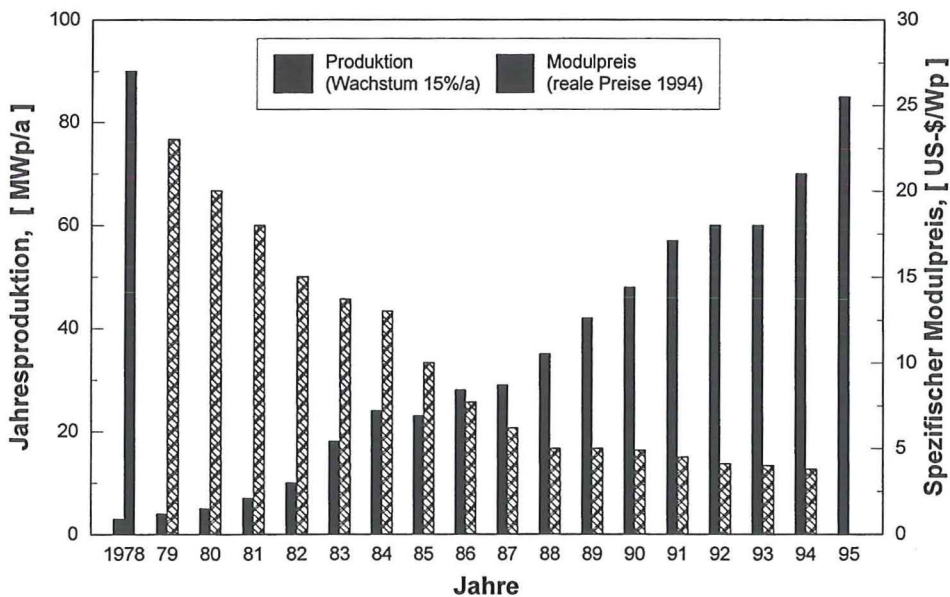


Abb. 1: Weltmarkt- und Preisentwicklung von Photovoltaik-Modulen seit 1978

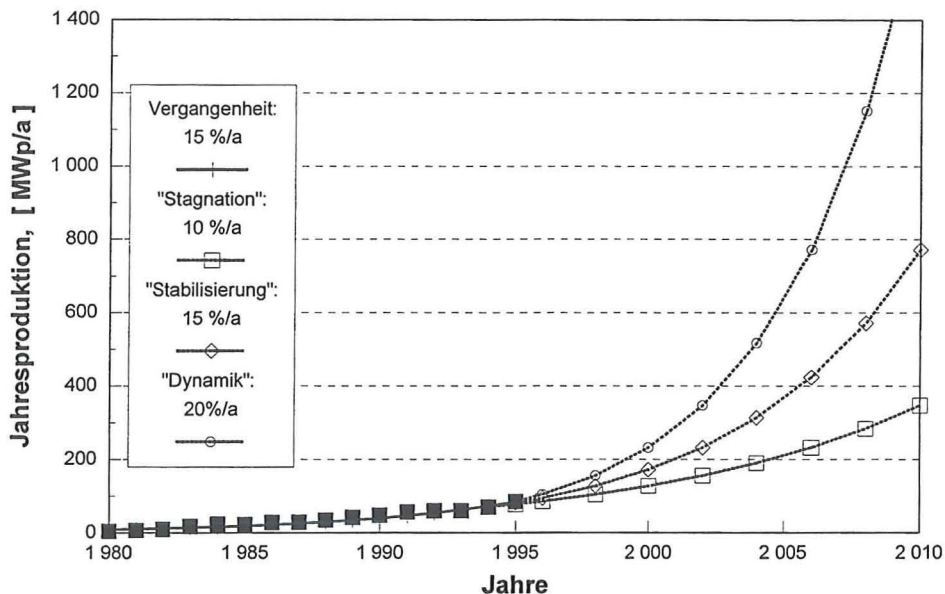


Abb. 2: Weltmarktentwicklung von Photovoltaikmodulen und drei Zubausszenarien bis zum Jahr 2010

Speicherung mit Batterien o.ä. und stellt Strom für die Zeit bereit, in welcher die PV-Anlage nicht genügend Energie liefert. Dieser Markt erhielt durch zahlreiche Förderprogramme, in Deutschland z.B. durch das „1 000-Dächer-Programm“, entscheidende Impulse. Auch in der Bevölkerung besteht große Bereitschaft, bei anhaltender Förderung und Aussicht auf weitere Kostensenkungen in immer stärkerem Ausmaß eigenes Kapital in diese noch nicht wirtschaftliche, aber umweltfreundliche Technologie zu investieren.

Der Weltmarkt für Photovoltaikmodule stieg von etwa 5 MWp/a im Jahr 1980 um jahresdurchschnittlich 15 % bis auf 85 MWp/a im Jahr 1995 (**Abb. 1, Abb. 2**) und kann 1996/97 möglicherweise die 100 MWp/a-Marke überschreiten. Trotz dieses beachtlichen Zuwachses ist das Wachstum des PV-Marktes weit hinter den ursprünglichen Erwartungen, wie sie in Prognosen der 70er Jahre zum Ausdruck kamen, zurückgeblieben. Auch die zukünftige Marktentwicklung ist von zahlreichen Unwägbarkeiten bestimmt. Sie wird insbesondere davon abhängen, ob wirksame Maßnahmen zur Erschließung des großen Potentials der netzgekoppelten Stromerzeugung ergriffen werden und die Elektrifizierung der ländlichen Regionen der Entwicklungsländer rascher als bisher vorangebracht wird. Starke Hemmnisse einer Marktausweitung liegen derzeit in rückläufigen Stromerzeugungskosten aufgrund des Preisverfalls von Mineralöl und Erdgas, erheblicher Effizienzverbesserungen fossiler Kraftwerke sowie in der unzulänglichen Umsetzung klimapolitisch wirksamer energiepolitischer Rahmenbedingungen (z.B. bei der

Neugestaltung des europäischen Strommarktes). Die Ausbauszenarien in **Abb. 2** gehen von folgenden Annahmen aus:

- **Szenario „Stabilisierung“:** Eine stetige, jedoch eher verhaltene Ausweitung im Bereich der o.g. Sektoren kompensiert abnehmende Wachstumsraten im „traditionellen“ Markt und sichert gleichbleibende Wachstumsraten von 15 %/a. Der Markturnsatz im Jahr 2000 liegt dann mit 170 MWp/a doppelt so hoch wie 1995 und steigt bis 2010 auf das Zehnfache des heutigen Wertes.
- **Szenario „Dynamik“:** Die Marktsegmente der netzgekoppelten und netzfernen Stromversorgung werden durch entsprechende Programme und Fördermaßnahmen verstärkt erschlossen. Mittlere Wachstumsraten von 20 %/a führen zu einem Marktvolumen von rund 230 MWp/a um das Jahr 2000 und von 1 700 MWp/a um das Jahr 2010.
- **Szenario „Stagnation“:** Energiepolitische Stützungsmaßnahmen unterbleiben weitgehend, der Markt kann sich vorwiegend nur auf die traditionellen Bereiche abstützen. Bei zurückgehender mittlerer Wachstumsrate auf etwa 10 %/a erreicht der PV-Markt im Jahr 2000 ein Volumen von lediglich 130 MWp/a und von knapp 400 MWp/a im Jahr 2010.

Eine Marktausweitung entsprechend der beiden erstgenannten Szenarien verlangt ab 1998 einen deutlichen und stetigen Ausbau der weltweiten Fertigungskapazitäten an Solarzellen und -modulen, welche derzeit bei etwa 100 MWp/a liegen. Die derzeit größte Produktionsstätte mit einer Jahreskapazität von etwa 17 MWp wird in den USA betrieben. Weitere Hersteller besitzen Produktionsanlagen zwischen 1 und 10 MWp. Der größte Teil der bestehenden Anlagen ist älter als 10 Jahre und entspricht nicht mehr dem heutigen Stand der Fertigungstechnologie. Verschiedene Untersuchungen zeigen, daß durch eine moderne Großserienfertigung polykristalliner Solarzellen und -module eine deutliche Senkung der Herstellungskosten möglich ist, was wiederum Voraussetzung zur Stabilisierung und Ausweitung der Nachfrage nach dieser umweltfreundlichen Technologie ist. Die baldige Errichtung ausreichend großer Fertigungsanlagen mit Ausreizung der Kostensenkungspotentiale wird daher sowohl über Größe und Dynamik des Photovoltaikmarktes des nächsten Jahrzehnts als auch über die Teilnahme an diesem Markt entscheiden.

Photovoltaik in Deutschland - ein notwendiger Wachstumspfad

Die Nachfrage nach Photovoltaikanlagen ist in Deutschland in den letzten 10 Jahren um jahresdurchschnittlich 30 % gewachsen - also schneller als im Weltdurchschnitt (**Abb. 3**) - und lag 1995 bei etwa 3,6 MWp/a. Insgesamt sind in Deutschland derzeit knapp 15 MWp Photovoltaikleistung installiert. Trotz der stetig steigenden Nachfrage ist der Photovoltaikmarkt noch ein

relativ kleiner und instabiler Markt. Schon geringe Schwankungen der Nachfrage haben gravierende Auswirkungen auf die wirtschaftliche Situation der beteiligten Unternehmen. Ein Großteil des bisherigen Zuwachses (ca. 5 MWp) entstand durch das „1 000-Dächer-Programm“ des BMBF. Darüber hinaus unterstützen fast zwar nahezu alle Bundesländer die Errichtung von PV-Anlagen mit Investitionszuschüssen, angesichts der derzeitigen schwierigen Finanzsituation sind jedoch die Fördermöglichkeiten stark eingeschränkt worden und teilweise sogar erschöpft. Auch auf Bundesebene sind derzeit, abgesehen von den Fördermitteln für weitere Forschung und Entwicklung in Höhe von rund 80 Mio DM, kaum Förderansätze für eine Stabilisierung oder Ausweitung des PV-Marktes vorhanden.

Eine gesicherte Auslastung größerer und kostengünstigerer Fertigungsstätten erfordert sowohl eine Vergrößerung des Inlandmarktes als auch eine Erhöhung des Exportvolumens. Von besonderer Bedeutung ist vor allem ein stabiler und vielfältiger Inlandsmarkt als Voraussetzung für einen konkurrenzfähigen Export. Unter Berücksichtigung der derzeitigen Anbieter- und Marktstruktur wird mindestens die Gewährleistung eines **10 MWp Inlandmarkts** in naher Zukunft für erforderlich gehalten, also etwa das Dreifache des derzeitigen Umsatzes. Damit ist ein Investitionsvolumen in PV-Systeme von rund 130 Mio DM pro Jahr verbunden, wenn von Gesamtsystemkosten in Höhe von etwa 13 DM/kWp ausgegangen wird. Wird angesichts der dadurch eingeleiteten Marktdynamik von einem weiteren, rund 16 %igem Wachstum des In-

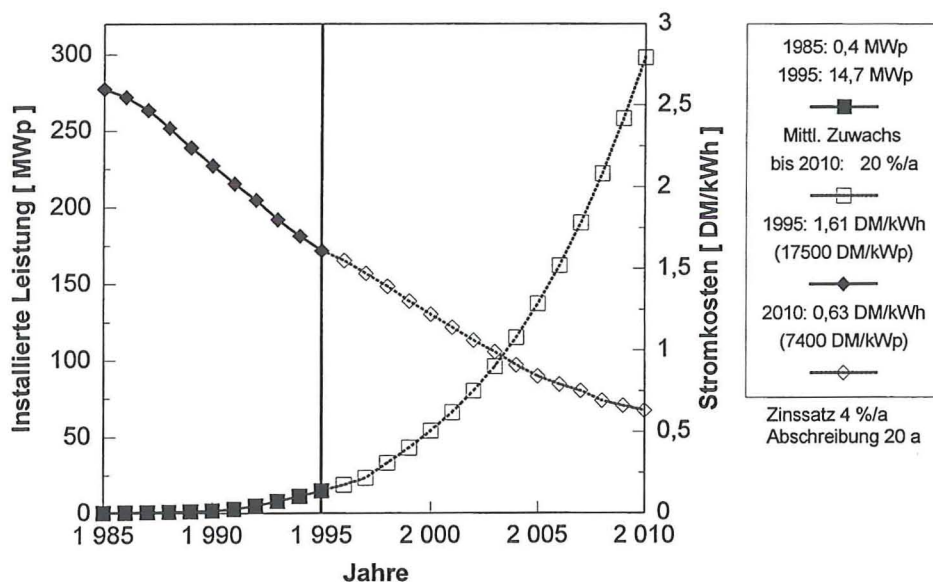


Abb. 3: Marktentwicklung der Photovoltaik in Deutschland und Verlauf der Stromgestehungskosten von PV-Anlagen (4%/a realer Zins; 20 a Abschreibung) bei einem 20%igen Wachstumsszenario bis 2010

landsmarktes ausgegangen (Abb. 3), so kann die installierte PV-Leistung in Deutschland im Jahr 2000 etwa 55 MWp, im Jahr 2005 rund 140 MWp und im Jahr 2010 rund 300 MWp erreichen. Im Zuge dieser Marktausweitung können die mittleren Systemkosten polykristalliner PV-Anlagen von derzeit etwa 17 000 DM/kWp (was Stromgestehungskosten von 1,55 DM bei einem realen Zinssatz von 4% und einer Abschreibungszeit von 20 a entspricht) auf etwa 7 400 DM/kWp sinken, womit bei hiesigen Einstrahlungsverhältnissen bereits Stromgestehungskosten von 0,60 DM/kWh erreichbar sind. Die kumulierten Investitionen in einem derartigen Markt lägen damit im Zeitraum von 1997 bis 2010 allein für den deutschen Markt bei 2 600 Mio DM.

3. Solare Kraftwerke - Chance für den Sonnengürtel der Erde

Bei allen Systemen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie hängen der erzielbare Energieertrag und damit die Energiegestehungskosten direkt von der Einstrahlungshöhe am Standort ab. Da bei der Angebotsverteilung der Strahlung ein deutliches Süd-Nord-Gefälle (bzw. auf der Südhalbkugel der Erde ein Nord-Süd-Gefälle) besteht, liegt aus wirtschaftlichen Gründen vor allem eine Nutzung im „Sonnengürtel“ der Erde (± 40 . Breitengrad) nahe. So sind beispielsweise die Bedingungen im Mittelmeerraum mit Einstrahlungswerten bis zu 2 500 kWh/m²a (global, horizontal) um den Faktor 2 - 3 günstiger als in Mitteleuropa. Entsprechend reduzieren sich auch die Kosten der Stromerzeugung. PV-Systeme erreichen im Mittelmeerraum bereits heute Stromgestehungskosten um 0,60 DM/kWh.

Das Süd-Nord-Gefälle ist jedoch nicht nur für die Ökonomie der Photovoltaik entscheidend, sondern in sehr viel stärkerem Maße für solarthermische Kraftwerke. Ihre konzentrierenden Spiegelsysteme können nur die direkt von der Sonne auf die Erdoberfläche auftreffende Strahlung nutzen. Ein technisch sinnvoller Betrieb ist erst ab einer Einstrahlung von etwa 1 800 kWh/m²a sinnvoll, in Europa also südlich einer gedachten Linie Madrid-Neapel-Ankara.

Solarthermische Kraftwerke - Status und Perspektiven

Die am weitesten entwickelte Technik solarthermischer Kraftwerke stellen **Parabolrinnen-Kraftwerke** dar. Während der 80er Jahre wurden insgesamt neun kommerzielle Anlagen mit einer Gesamtleistung von 354 MW in den USA errichtet /Cohen, Gilbert, 1995/. Parabolrinnen-Kraftwerke werden im Leistungsbereich 30 bis 200 MW_{el} konzipiert. Ein Feld aus je 100 m langen Rinnenkollektoren bildet den Strahlungsempfänger, der das Sonnenlicht auf ein in der Brennnlinie angeordnetes schwarzes Absorberrohr konzentriert. Das darin strömende synthetische Thermoöl wird dadurch bis auf max. etwa 400 °C erhitzt. Die thermische Energie wird auf einen Dampfkreisprozeß übertragen, mittels welchem auf konventionelle Weise Strom erzeugt wird. Der Schwerpunkt der derzeitigen Weiterentwicklung liegt in einer verbesserten Konstruktion der Absorberrohre mit dem Ziel, Wasser direkt zu verdampfen. Damit kann der Thermoölkreislauf

entfallen, was zu höheren Wirkungsgraden und zu geringeren Kosten führt. Für mehrere Standorte u.a. auch im Mittelmeerraum liegen bereits detaillierte Planungen vor /Flachglas Solar, 1994/, die auf ihre Verwirklichung warten. Der jährliche Nutzungsgrad heutiger solarer Rinnen-Kraftwerke liegt bei 13 bis 15 %, die Investitionskosten belaufen sich auf etwa 4 000 - 5 000 DM/kW_{el}. Unter sehr guten klimatischen Bedingungen (Nordafrika, 2 500 kWh/m²,a) können im rein solaren Betrieb ohne Speicher bereits derzeit Stromkosten unter 20 DPf/kWh erreicht werden (**Tabelle 1**). Mit fossiler Zuführung bzw. der Kombination mit herkömmlichen Kraftwerken können prinzipiell alle Zustände zwischen rein fossiler und rein solarer Stromerzeugung eingestellt werden, was sich entsprechend auf den spezifischen Brennstoffverbrauch (**Abb. 4**, obere Abbildung) und die Stromgestehungskosten (**Abb. 4**, untere Abbildung) auswirkt. Diese Flexibilität solarthermischer Kraftwerke erleichtert den Marktzugang. Längerfristig sind möglichst hohe Solaranteile anzustreben (Solar Multiple (SM) > 1), was größere thermische Speicher notwendig macht.

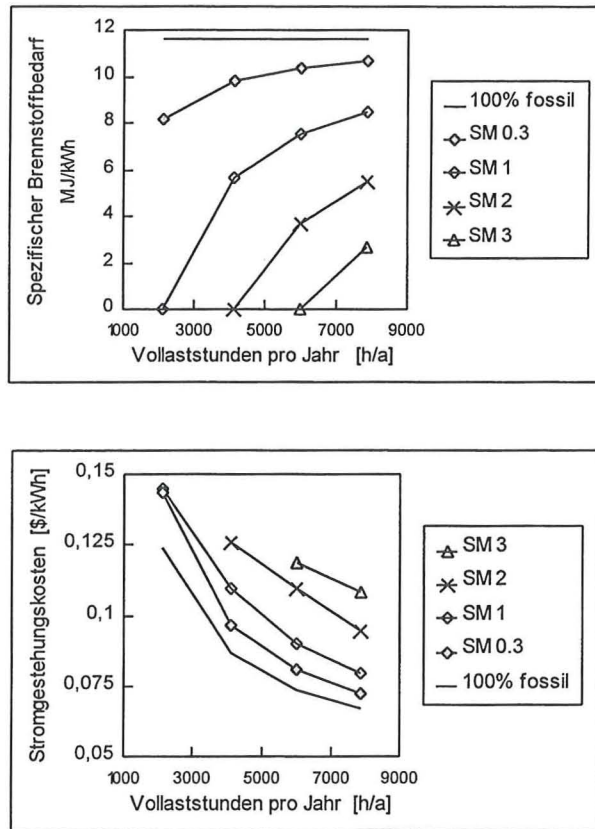


Abb. 4: Spezifischer Brennstoffverbrauch und Stromgestehungskosten von hybriden Parabolrinnenkraftwerken mit 50 MW Leistung. Jahressumme der Direkteinstrahlung 2300 kWh/m²a, Brennstoff Heizöl, Werte in Joule (MJ, GJ) beziehen sich auf den unteren Heizwert des Brennstoffs, Kapitalzins 6 %/a, Abschreibung 25 a, Brennstoffpreis 4 \$/GJ, Kollektor 325 US\$/m², Kraftwerksblock inkl. REA, Denox 1650 \$/kW für Hybridanlagen, 1070 \$/kW für rein solare Anlagen (REA, Denox entfällt), alle Preise schlüsselfertig inkl. Unsicherheitszuschlag von 10 %, 5 % Kosten während der Bauzeit und 25 % Engineering, keine Steuern. Das solare Vielfache SM 1 bezeichnet das Verhältnis der thermischen Leistung des Solarfeldes zur thermischen Nennleistung des Kraftwerksblocks, bei SM 2 und SM 3 sind thermische Speicher mit 5,5 bzw. 11 Stunden Kapazität notwendig.

	1995		2005		2020	
	SP ¹	NA ²	SP	NA	SP	NA
Globalstrahlung (horiz.) kWh/m ² a	1800	2250	1800	2250	1800	2250
Direktstrahlung (nachgeführt) kWh/m ² a	1900	2500	1900	2500	1900	2500
Parabolrinnenkraftwerk						
Nennleistung, MW _{el}	80		160		200	
Volllaststunden, h/a	1600	2250	3600	3600	3600	3600
Jahresnutzungsgrad, %	12,7	15,3	13,1	15,9	13,6	16,4
Speicherkapazität, h	0,5	0	5,9	3,7	5,9	3,7
Spiegelfläche, km ²	0,53	0,47	2,25	1,45	2,8	1,8
Grundfläche, km ²	1,5	1,3	6,5	4,0	7,8	4,9
Investitionskosten, DM/kW _{el}	4560	4150	7490	5220	5950	4220
Spez. Spiegelfeldkosten, DM/m ²	430	430	390	390	300	300
Stromgestehungskosten, DPf/kWh	25,7	16,9	17,6	12,5	14,1	10,2
(Zins 4 %;			Wirkungsgrad + 3%		Wirkungsgrad + 5%	
Abschreibung 30 a)			Kollektorkosten - 10%		Kollektorkosten - 30%	

¹ SP = „schlechtester“ Standort in Südspanien

² NA = „günstigster“ Standort in Nordafrika

Die Kosten für den Kraftwerksblock werden zeitlich konstant angenommen, skalieren aber mit der Leistung

für eine 80 MW Dampfturbinenanlage: 1 225 DM/kW

für eine 160 MW Dampfturbinenanlage: 995 DM/kW

für eine 200 MW Dampfturbinenanlage: 930 DM/kW.

Tabelle 1: Parabolrinnen-Referenzkraftwerke für die zukünftige Stromproduktion in Südeuropa und Nordafrika. Quellen: /Eigene Berechnungen/¹.

¹ Eine Unterscheidung der extrapolierten Kosten in Rinnen- und Turmkraftwerke ist nicht sinnvoll. Können sich beide Entwicklungslinien im Kraftwerksmarkt etablieren, so kann längerfristig von ähnlichen Stromgestehungskosten ausgegangen werden.

	1995		2005		2020	
	SP	NA	SP	NA	SP	NA
Globalstrahlung (horiz.) kWh/m ² a	1800	2300	1800	2300	1800	2300
Globalstrahlung (geneigt) kWh/m ² a	2050	2415	2050	2415	2050	2415
A) Multikristalline Silizium-Technologie						
Nennleistung, MW _{el}	175		175		175	
Modul-Peakleistung, MW _p	229	238	321	226	213	219
Vollaststunden, h/a	1970	2330	1970	2330	1970	2330
Jahresnutzungsgrad, %	8,1	7,9	11,5	11,1	13,5	13,1
Modulfläche, km ²	2,08	2,16	1,47	1,51	1,25	1,29
Grundfläche, km ²	4,17	4,32	2,94	3,02	2,50	2,57
Investitionskosten, DM/kW _{el}	18860	19600	11200	11500	8285	8515
Spez. Modulkosten, DM/kW _p	7500	7500	5000	5000	3500	3500
B) Dünnschicht-Technologie						
Nennleistung, MW _{el}			175		175	
Modul-Peakleistung, MW _p			221	226	213	219
Vollaststunden, h/a			1970	2330	1970	2330
Jahresnutzungsgrad, %			10,7	10,4	12,7	12,3
Modulfläche, km ²			1,58	1,62	1,33	1,37
Grundfläche, km ²			3,15	3,24	2,65	2,73
Investitionskosten, DM/kW _{el}			8340	8510	5940	6115
spez. Modulkosten, DM/kW _p			2500	2500	1500	1500

Tabelle 2: Photovoltaische Referenzkraftwerke für die zukünftige Stromproduktion in Südeuropa und Nordafrika. Quellen: /IKARUS 1994; Staiß 1996/.

Solarturm-Kraftwerke wurden bisher nur als Experimental- und Demonstrationsanlagen bis maximal 10 MW_{el} gebaut. Bei ihnen wird die solare Strahlungsenergie mit Hilfe von zweiachsig dem Sonnenstand nachgeführten Spiegeln (Heliostaten) auf einen zentral angeordneten Empfänger konzentriert, wodurch sich hohe Temperaturen erreichen lassen. Als Wärmeträger können Salze oder Luft dienen, welche die thermische Energie an einen konventionellen Dampfkreisprozeß oder Gasturbinenprozeß abgeben. Wie beim Rinnenkraftwerk können sowohl thermische Speicher als auch eine fossile Zufeuerung integriert werden. Der Jahresnutzungsgrad von Turmkraftwerken liegt in der gleichen Höhe wie derjenige von Rinnenkraftwerken, andererseits sind die derzeitigen Investitionskosten mit rund 5 000 - 7 000 DM/kW_{el} etwas höher. Dies liegt

jedoch vor allem daran, daß bei diesem Kraftwerkstyp noch keine Kostenreduktion durch Lerneffekte, wie sie bei den Rinnenkraftwerken erreicht werden konnten, möglich war. Aus diesem Grund liegen die derzeitigen projektierten Stromgestehungskosten von Turmkraftwerken bei sonst gleichen Bedingungen etwas höher als diejenigen von Rinnenkraftwerken.

Für solarthermische Kraftwerke existieren inzwischen zahlreiche Konzept- und Machbarkeitsstudien, welche u.a. die Integration mit hocheffizienten konventionellen Gas-Dampf-Kraftwerken (hybride GuD-Anlagen), die Herstellung eines energiereichen, transportierbaren Gases (Methan-Reformierung) und den Einsatz solcher Kraftwerke in der Kraft-Wärme-Kopplung vorsehen. Eine Übersicht ist im Anhang zusammengestellt /Trieb et al., 1996a/. Auch für die dezentrale solarthermische Stromerzeugung wurden Prototypen (Paraboloidspiegel mit Stirling-Motoren /Schiel, 1995/) erfolgreich erprobt. Sie zeigen ähnliche Kostensenkungspotentiale im Bereich der dezentralen Inselversorgung wie Photovoltaiksysteme /Nitsch, 1995/. Möglichkeiten der technischen Weiterentwicklung und Kostensenkung sowie Einpassungsmöglichkeiten in eine fortschrittliche und effiziente Energieversorgung sind daher für solarthermische Anlagen in reichlichem Maße vorhanden.

Für Vergleiche von zukünftigen kommerziell betriebenen solarthermischen Kraftwerken mit entsprechenden photovoltaischen Großanlagen /IKARUS, 1994; Staiß, 1996/ wird von einem rein solaren Betrieb mit 4 - 6 h Speicherkapazität ausgegangen (Tab.1, Spalten „2005“ und „2020“), was einen Vollastbetrieb von 3 600 Stunden je Jahr ermöglicht. Die Speichermehrkosten können durch weitere Kostensenkungen aufgefangen werden, so daß die spezifischen Investitionskosten schließlich 4 300 bis 5 600 DM/kW_{el} erreichen. Technische Weiterentwicklung erlaubt darüber hinaus eine Erhöhung des Jahresnutzungsgrades auf etwa 14 % - 16 %. Auch für große Photovoltaikanlagen können noch beträchtliche technische Verbesserungen und Kostenreduktionen erwartet werden. Die heutige polykristalline Silizium-Technologie kann bei Großserienfertigung um gut die Hälfte verbilligt werden; mit der Dünnschichttechnologie dürften sich die Kraftwerkskosten längerfristig auf gut ein Drittel reduzieren lassen (**Tabelle 2**). Mit relativ großer Sicherheit kann daher davon ausgegangen werden, daß bei einer zielstrebigen europäischen Energiepolitik, welche auf den konsequenten Ausbau von Solartechnologien setzt und welche die derzeit drohende Entwicklungsblockade überwindet, bis zum Jahr 2020 Solarstrom in Südeuropa für 15 bis 20 DPf/kWh und in Nordafrika für 10 bis 15 DPf/kWh (heutige Preise, 4% Realzins, 30 Jahre Abschreibung) zur Verfügung stehen kann (**Abb. 5**). Um dies sicherzustellen, muß allerdings heute mit dem Bau solarer bzw. solar-hybrider Kraftwerke begonnen werden (z.B. mit angestoßen durch Joint-Implementation-Projekte /Trieb 1996b/), damit das vorhandene Verbesserungs- und Kostenreduktionspotential durch „learning by doing“ zeitgerecht ausgeschöpft werden kann. Auf diese Weise könnten solare Kraftwerke bereits in absehbarer Zeit zur Stromversorgung der Standortländer beitragen und es könnten die Voraussetzungen geschaffen werden, darauffolgend einen solaren Energieexport nach Mitteleuropa als weiteren Schritt in eine solare Energiewirtschaft in die Wege zu leiten.

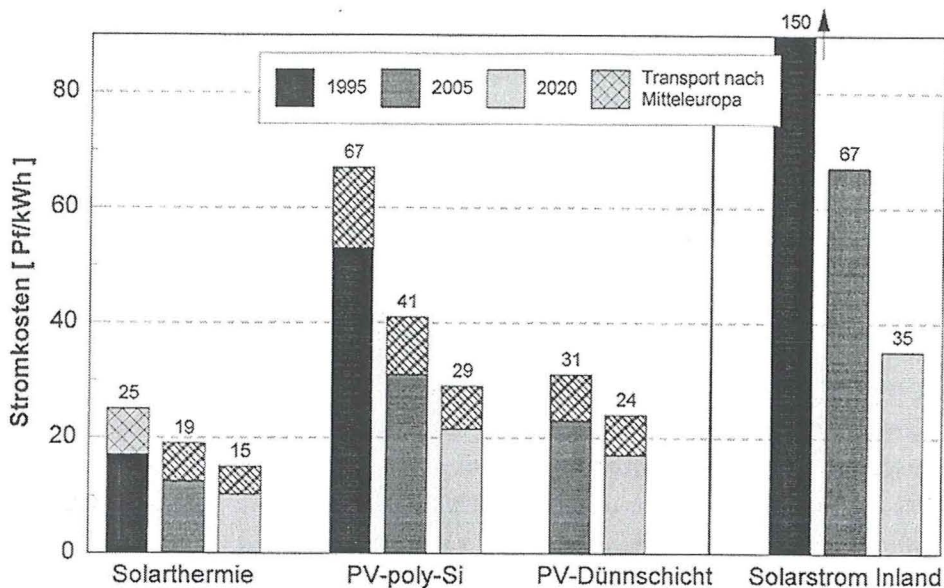


Abb. 5: Stromgestehungskosten solarer Kraftwerke in Nordafrika bis zum Jahr 2020 und Transportkosten nach Mitteleuropa (Entfernung 3 300 km; 4 % Zins, Abschreibung 30 a)

Solarer Energieverbund mit Europa

Elektrizitätstransport über große Entfernungen ist bereits heute energietechnischer Alltag. Seit den fünfziger Jahren kam es in Europa zu einer kontinuierlichen Ausweitung der Verbundwirtschaft. Gründe dafür sind eine verbesserte Ausnutzung von Kraftwerken, die Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit und die Verbesserung technischer Qualitätsmerkmale wie Spannungs- und Frequenzkonstanz. Aufgrund der politischen Gegebenheiten entwickelten sich zunächst zwei völlig getrennte Verbundsysteme, das UCPTE-System in Westeuropa und das IPS/UPS-System in Osteuropa. Der politische Wandel in Osteuropa führt derzeit zu einer verstärkten Integration beider Systeme. Als erster Schritt wird voraussichtlich bis 1997 der Anschluß von Polen, Tschechien, der Slowakei und Ungarn an das UCPTE-Netz erfolgen /Haubrich et al., 1994/. Ein wachsender Verbund, insbesondere mit großer Ost-West-Ausdehnung, erlaubt eine starke tageszeitliche Vergleichmäßigung der elektrischen Last. Überdies können weit entfernte Potentiale regenerativer Energiequellen auf diese Weise nutzbar gemacht werden. Zur Zeit wird eine Transportleitung in Betrieb genommen, mit der Wasserkraftstrom aus Norwegen und Schweden nach Deutschland exportiert werden kann. Auch eine Ankopplung Nordafrikas an das europäische Verbundnetz wird bereits realisiert. Noch 1996 soll ein Seekabel von Spanien nach Marokko mit einer Leistung von 600 MW_{el} in Betrieb genommen werden. Vorerst wird es zur

Stromeinspeisung aus Europa genutzt werden, um Kapazitätsengpässe im marokkanischen Kraftwerkssystem zu beseitigen. Es kann also davon ausgegangen werden, daß die notwendige Infrastruktur für einen internationalen, auch europäisch-afrikanischen Stromaustausch bereits entsteht. Sie kann zukünftig auch für die Übertragung großer Strommengen aus Solarkraftwerken zwischen einzelnen Ländern und nach Mitteleuropa genutzt werden.

Für derartige Transportaufgaben wird die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) eingesetzt. Die Technik der HGÜ kann als ausgereift gelten. Insgesamt sind Leitungen von mehr als 11 000 km in Betrieb, 4 500 km werden zur Zeit errichtet. Die Übertragung von Solarstrom bis Mitteleuropa erfordert eine Transportentfernung von rund 3 300 km. Das entsprechende Referenzsystem /IKARUS, 1994/ hat Übertragungsverluste von 16 % und kostet bei einer Leistung von 2 000 MW_{el} rund 3 Mrd. DM. Da die jährlichen Kosten zu 95 % Kapitalkosten sind, hat Strom aus solarthermischen Kraftwerken wegen der höheren Ausnutzungsdauer der Übertragungsleitung eindeutige Kostenvorteile beim Transport (**Abb. 6**). Der Strom verteuert sich bei 3 600 jährlichen Vollaststunden dieser Kraftwerke lediglich um 5 bis 6 Pf/kWh, während der Strom aus Photovoltaikanlagen mit 8 bis 9 Pf/kWh belastet wird.

Längerfristig kann **importierter Solarstrom in Mitteleuropa** in einer Bandbreite zwischen **15 und 25 Pf/kWh** bereitgestellt werden (**Abb. 5**). Dabei hat - zumindest auf mittlere Sicht - der Strom aus solarthermischen Kraftwerken eindeutige Kostenvorteile gegenüber der Photovoltaik. Für letztere ist es äußerst ungewiß, ob sie in Form von Großanlagen in Gebieten mit hoher Direkteinstrahlung mit weiterentwickelten solarthermischen Kraftwerken konkurrieren können. Importierter Solarstrom ist in jedem Fall kostengünstiger als der bei den hiesigen Einstrahlungsverhältnissen bereitstellbare Strom aus Photovoltaikanlagen gleicher Technologie. Darüber hinaus ist das jahreszeitliche Angebot sehr viel ausgeglichener als in Mitteleuropa. Während in Süddeutschland im Dezember weniger als 20 % des Strahlungsangebots des Sommermaximums zur Verfügung stehen, sind es in Nordafrika immerhin noch fast 70 %. Durch einen solaren Stromimport wird also nicht nur, bei gleicher installierter Leistung, mehr fossile Energie substituiert, sondern es kann auch mehr konventionelle Kraftwerksleistung eingespart werden als bei inländischer solarer Stromerzeugung. Erst bei sehr viel höheren Anteilen an der gesamten Stromerzeugung treten deshalb Stromüberschüsse und damit ein nennenswerter Speicherbedarf auf /Staiß, 1996/. Aufgrund dieser Merkmale spricht sehr viel dafür, den Import solarer Elektrizität, insbesondere den aus solarthermischen Kraftwerken, zu einem wesentlichen Bestandteil einer Gesamtstrategie der Nutzbarmachung regenerativer Energiequellen im globalen Maßstab zu machen.

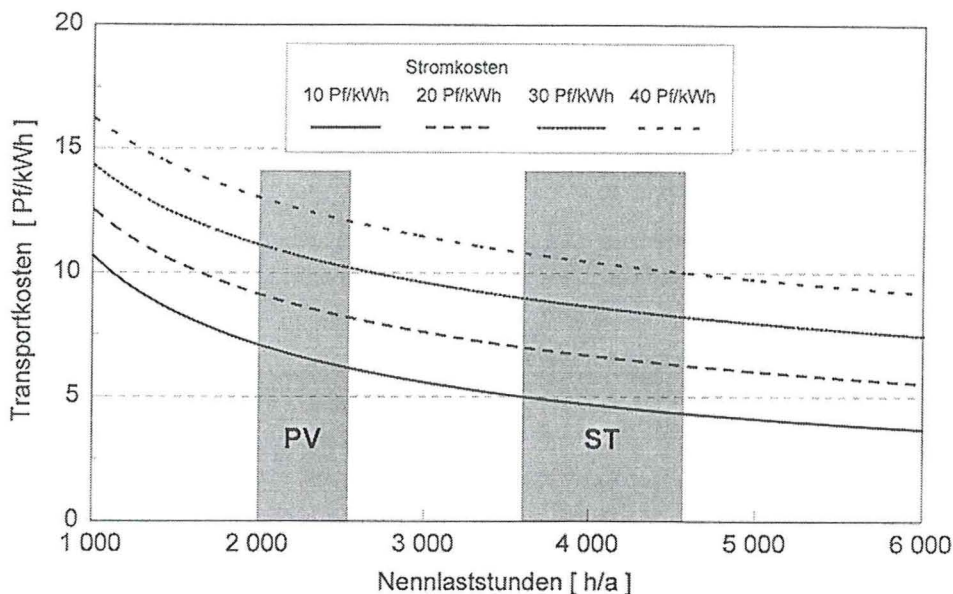


Abb. 6: Kosten des Stromtransports von Nordafrika nach Mitteleuropa in Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten und der Ausnutzung der Übertragungsleitung (Transportentfernung 3 300 km; Übertragungsleistung 2 000 MW).

4. Schritte zu einer solaren Energiewirtschaft

Die zeitliche Abfolge der Elemente einer „solaren“ Gesamtstrategie und der Stellenwert eines interkontinentalen solaren Energieverbundes können am Beispiel eines Langfristszenarios für Deutschland gezeigt werden, welches auf der in /Altner et al., 1995/ entwickelten Mittelfristperspektive für das Jahr 2010 aufbaut (**Abb. 7**). Im betrachteten Zeitraum lassen sich drei Entwicklungsphasen unterscheiden. Phase I wird im wesentlichen durch die Ausnutzung technischer und struktureller Energieeinsparmöglichkeiten geprägt, welche bis 2010 eine Halbierung der Energieintensität erlauben und sie schließlich bis 2050 auf ein Viertel des heutigen Wertes reduziert. Trotz dann nahezu verdoppeltem Bruttoinlandsprodukt gegenüber heute kann daher der Energieverbrauch halbiert werden. In Phase II steht die Erschließung der inländischen Potentiale regenerativer Energiequellen im Vordergrund, welche bis 2030 ein Viertel des Endenergiebedarfs decken. Die Ausschöpfung regenerativer Energiequellen geschieht dabei kostenoptimal, d.h. vorrangig bei den bereits heute preiswerten Techniken Windenergie, Biomasse, restliche Wasserkraft gefolgt von solarthermischen Kollektoren. Der energiewirtschaftliche Beitrag der PV wird daher nach dieser Strategie im Jahr 2030 mit 1 % an der gesamten Stromversorgung noch recht gering sein. Bis zu diesem Zeitpunkt kann auch die Nutzung der Kernenergie auslaufen. Bis 2050 sind die inländischen technischen Potentiale regenerativer Ener-

giequellen mit einem Deckungsbeitrag von gut 55 % weitgehend ausgeschöpft. Der solare Import von Elektrizität könnte ab etwa 2010 - 2015 beginnen und aufgrund der günstigen Kosten im Jahr 2030 bereits einen Anteil am gesamten Stromangebot von 8 % bzw. von 2,5 % am gesamten Endenergiebedarf erreichen. Hierfür wird eine solare Kraftwerksleistung von rund 15 GW_{el} in Nordafrika benötigt. Im Jahr 2050 kann der Versorgungsbeitrag des solaren Imports bei über 20 % des Stromangebots bzw. bei 8 % am Endenergiebedarf liegen, was einer Kraftwerksleistung von etwa 40 GW_{el} entspricht. Der gesamte regenerative Anteil in dieser Energiewirtschaft des Jahres 2050 beträgt 65 %, ihr CO₂-Ausstoß ist auf 140 Mio t/a gesunken, also auf 15 % des Wertes von 1994. Das klimapolitische Ziel einer drastischen Reduzierung des CO₂-Emissionen in einem Industrieland wäre erreicht.

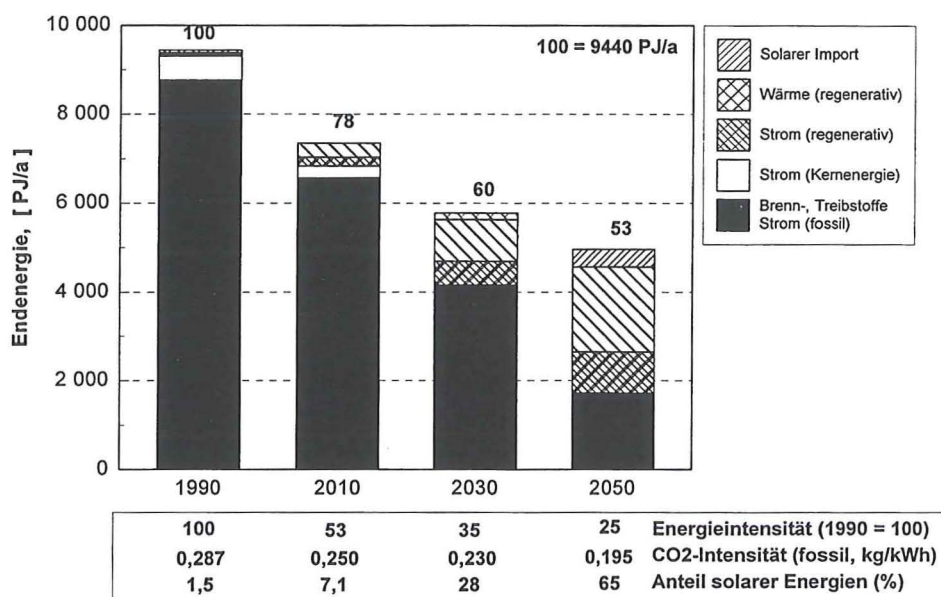


Abb. 7: Langfristszenario zur Entwicklung einer solaren Energiewirtschaft für Deutschland unter Einschluß von solarem Stromimport ab etwa 2020. Quellen: /Altner et al. 1995; eigene Berechnungen/

Eine derartige solare Entwicklungsstrategie verlangt eine intensive und verbindliche Nord-Süd-Kooperation. Wachsender Energiebedarf bei gleichzeitig großem Angebot an regenerativen Energiequellen prädestinieren einerseits viele Entwicklungsländer für einen intensiven Einsatz der entsprechenden Technologien. Ihre Markteinführung und ihre technische Weiterentwicklung zusammen mit der Schaffung der energiepolitischen und finanziellen Voraussetzungen muß andererseits zunächst hauptsächlich in den Industriestaaten stattfinden. Nur als Vorbild werden sie glaubhaft machen, daß regenerative Energiequellen die Grundlage einer Energiewirtschaft

sein können, die gleichzeitig der **Schonung der Umwelt und der Schaffung von Wohlstand dient**. Sie müssen gleichzeitig mit entsprechendem wissenschaftlichen, technischen, aber vor allem finanziellen Engagement dafür sorgen, daß in den geeigneten Entwicklungsländern die solaren Energietechniken rasch und ausdauernd dort Fuß fassen und die Basis einer zukünftigen Energieversorgung bilden können.

Die europäische Gemeinschaft wird immer stärker mit den wachsenden ökonomischen und sozialen Konflikten Afrikas konfrontiert werden. Eine zentrale Voraussetzung für das erforderliche wirtschaftliche Wachstum und damit auch ein Beitrag für die politische Stabilisierung und Befriedung dieses Kontinents ist eine ausreichende und für jeden verfügbare, ökologisch unbedenkliche und praktisch unerschöpfliche Energieversorgung. In ihrem eigenen Interesse ist es daher, wenn die Europäische Gemeinschaft die Initiative zu einer partnerschaftlichen, innovativen und zukunftsfähigen Energiepolitik im Mittelmeerraum ergreift. Kaum ein anderer Bereich eignet sich so gut für gemeinsame Projekte und bietet mittel- und langfristig so viele Vorteile für beide Partner, kein anderer dient dem Klimaschutz und der Umwelt mehr.

Der erste konkrete Schritt muß allerdings jetzt getan werden. Dazu gehört, daß die erläuterten Technologien der solaren Stromerzeugung - aber auch die anderen Technologien der Nutzung regenerativer Energiequellen - schnellstmöglich einen Status erreichen, der einen problemlosen kommerziellen Einsatz erlaubt. Es sollte daher in den nächsten Jahren in verschiedenen Ländern des südlichen und nördlichen Mittelmeerraums eine hinreichend große Anzahl solarer Kraftwerke im Leistungsbereich von einigen 10 bis etwa 200 MW_e errichtet und in die dortigen Stromversorgungssysteme integriert werden. Zur Zeit sind einige positive Ansätze erkennbar, sie müssen allerdings deutlich verstärkt werden. Wirksame Finanzierungskonzepte sind von besonderer Bedeutung, für die neben einer maßgeblichen öffentlichen Förderung auch privates Kapital durch geeignete CO₂-Kompensationsmaßnahmen mobilisiert werden sollte. Auch eine stärkere Verpflichtung global operierender Technologie- und Energiekonzerne und der europäischer Stromversorger für diese Aufgabe sollte politisch erreicht werden /Pilkington, 1996; Trieb et al., 1996a; Trieb, 1996b/.

Literatur

/Altner, G. et al., 1995/

G. Altner, H.-P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch: Zukünftige Energiepolitik - Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Energiequellen (Bonn: Economica - Verlag).

/Cohen, Gilbert et.al., 1995/

Recent Improvements and Performance Experience at the Kramer Junction SEGS Plants. VDI-Tagung „Solarthermische Kraftwerke II" Stuttgart, 11-12. Oktober 1995; In: VDI Bericht 1200, Düsseldorf.

/Flachglas Solar, 1994/

Assessment of Solar Thermal Trough Power Plant Technology and its Transferability to the Mediterranean Region. Report for the European Commission Directorate I. (Köln: Flachglas Solartechnik GmbH, Juni)

/Haubrich H.J. et al., 1994/

H.J. Haubrich u.a.: Entwicklungen zum gesamteuropäischen Stromverbund. In: Global Link - Interkontinentaler Stromverbund. VDI Bericht 1129, Düsseldorf.

/IKARUS, 1994/

Solarimport. Teilstudie im Projekt: IKARUS - Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien. IKARUS-Bericht 3-04, Jülich: Forschungszentrum Jülich.

/Klaiß, H.; Staiß, F. (Hrsg.), 1992/

Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum. (Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag), 2 Bände.

/Nitsch, 1995/

J. Nitsch, H. Dienhart, F. Staiß, F. Trieb: Dezentrale Stromversorgung mit Solarenergie im Vergleich. VDI-Bericht Nr. 1200, 1995, S. 93-110.

/Pilkington, 1996/

Status Report on Solar Thermal Power Plants, Pilkington Solar International GmbH, Köln 1996.

/Schiel, W., 1995/

W. Schiel: Dish/Stirling-Systeme. VDI-Tagung „Solarthermische Kraftwerke II" Stuttgart, 11-12. Oktober 1995; In: VDI Bericht 1200, Düsseldorf.

/Staiß, F., 1996/

F. Staiß: Photovoltaik - Technik, Potentiale, Perspektiven (Braunschweig/Wiesbaden, Vieweg).

/Trieb et al., 1996a/

F. Trieb, W. Meinecke, K. Hennecke, F. Staiß: Systemaspekte hybrider Solarkraftwerke. Beitrag zur Jahrestagung des Forschungsverbundes Sonnenenergie, 4. und. 5.9.1996, Kassel.

/Trieb, 1996b/

F. Trieb, J. Nitsch: Solarthermische Kraftwerke: Beispiel eines für Joint Implementation geeigneten Projekttyps. In: O. Rentz (Hrsg.): Joint Implementation in Deutschland. Peter Lang Verlag, Frankfurt 1996.

Anhang (aus /Trieb et al., 1996/)

Übersicht aktueller hybrider Solarkraftwerksprojekte:

Tab. 1: Hybride Dampfkraftwerke

Tab. 2: Hybride GuD-Kraftwerke mit solarem Dampf

Tab. 3: Solare Heißgas. bzw. Brenngaserzeugung für GuD-Anlagen

Tab. 4: Übersicht und Vergleich der Anlagenkonzepte

<p>1. Solar Electricity Generating System</p> <p>Kurzname: SEGS</p> <p>Kollektor: Ölgekühlte Parabolrinne</p> <p>Kraftwerkblock: Dampfkraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampferzeuger</p> <p>Hersteller/Entwickler: Pilkington Solar International</p>	
<p>2. PHOEBUS Solarturmkraftwerk</p> <p>Kurzname: PHOEBUS</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit offenem, volumetrischem, luftgekühltem Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: Dampfkraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampferzeuger</p> <p>Hersteller/Entwickler: L&C Steinmüller</p>	
<p>3. Solar TWO Central Receiver System</p> <p>Kurzname: SOLAR TWO</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit salzgekühltem Rohrbündel-Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: Dampfkraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampferzeuger</p> <p>Hersteller/Entwickler: Southern California Edison, SNL, Bechtel</p>	

Tabelle 1: Solare Dampferzeugung für Dampfkraftwerke

Legende zu den Tabellen 1, 2 und 3:

AK	Abhitzeessel	KS	Kaltsalzspeicher
BK	Brennkammer	LE	Lufterhitzer
BS	Brennstoff	PD	Prozeßdampf
DE	Dampferzeuger	RE	Receiver
DI	Dampfinjektion	RK	Rinnenkollektorfeld
DT	Dampfturbine	SV	Speisewasservorwärmung
G	Generator	SW	Speisewassertank
GT	Gasturbine	T	Syngas-Tank
HF	Heliostatfeld	TS	Thermischer Energiespeicher
HS	Heißsalzspeicher	WA	Wasseraufbereitung
KA	Kamin	ZB	Zusatzbrenner
KF	Kollektorfeld		
KO	Kondensator		

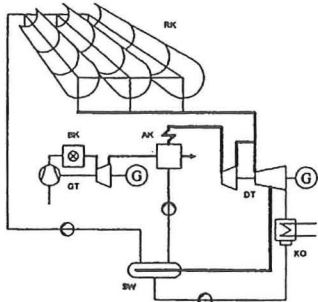
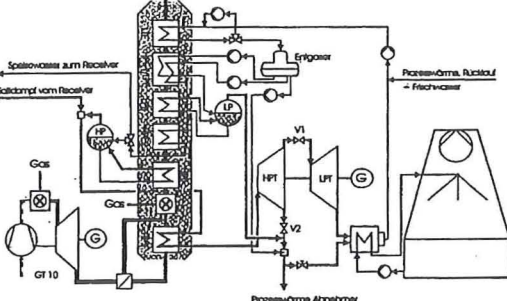
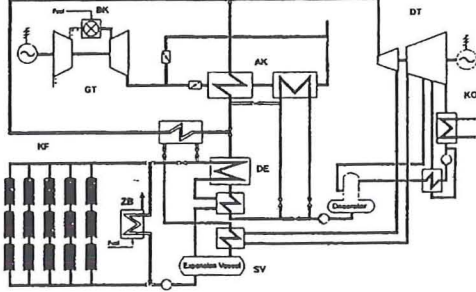
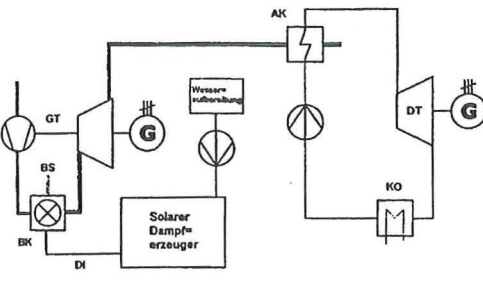
<p>4. Siemens Konzept Solares GuD-Kraftwerk</p> <p>Kurzname: SIEMENS</p> <p>Kollektor: Direktverdampfende Parabolrinne</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampfturbine</p> <p>Hersteller/Entwickler: SIEMENS/KWU, ZSW, DLR</p>	
<p>5. Solare Kraft-Wärme-Kopplung mit GuD</p> <p>Kurzname: SOLGAS</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit direktverdampfendem Rohrbündel-Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk mit KWK</p> <p>Solareinkopplung: Dampferzeuger</p> <p>Hersteller/Entwickler: Sevillana, SOLGAS-Study Group</p>	
<p>6. Integrated Solar and Combined Cycle System</p> <p>Kurzname: ISCCS</p> <p>Kollektor: Ölgekühlte Parabolrinne</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampferzeuger+Speisewasservorwärmer</p> <p>Hersteller/Entwickler: Pilkington Solar International</p>	
<p>7. GuD-Kraftwerk mit solarer Dampfinjektion</p> <p>Kurzname: SDI</p> <p>Kollektor: Direktverdampfende Parabolrinne</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Dampfeinspritzung in die Gasturbine</p> <p>Hersteller/Entwickler: IVTAN-Institute for High Temperatures</p>	

Tabelle 2: Konzepte zur solaren Dampferzeugung für Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

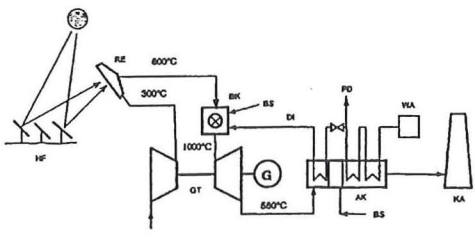
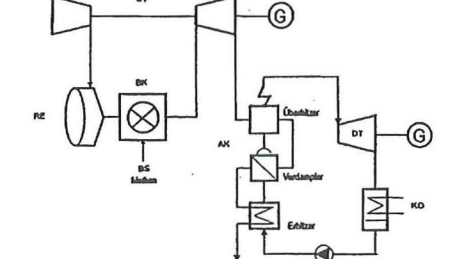
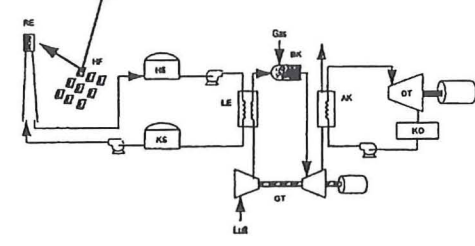
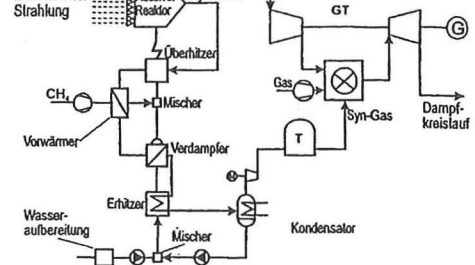
<p>8. Solar Powered Steam Injected Gas Turbine for the Cogeneration of Electricity and Heat</p> <p>Kurzname: SOLSTICE</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit geschlossenem, volumetrischem, luftgekühltem Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: Gasturbine mit Dampfeinspritzung und Kraft-Wärme-Kopplung</p> <p>Solareinkopplung: Direkte Luftvorwärmung für Gasturbine</p> <p>Hersteller/Entwickler: DLR</p>	
<p>9. GuD-Kraftwerk mit solarer Luftvorwärmung</p> <p>Kurzname: REFOS</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit geschlossenem, volumetrischem, luftgekühltem Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Direkte Luftvorwärmung für Gasturbine</p> <p>Hersteller/Entwickler: DLR</p>	
<p>10. Combined Cycle Power Tower</p> <p>Kurzname: KOKHALA</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit salzgeköhltem Rohrbündel-Turmreceiver</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Luftvorwärmung für Gasturbine über Wärmetauscher</p> <p>Hersteller/Entwickler: NREL</p>	
<p>11. GuD mit solarer Reformierung von Erdgas</p> <p>Kurzname: SOLREF</p> <p>Kollektor: Heliostatfeld mit geschlossenem, volumetrischem Receiver-Reaktor</p> <p>Kraftwerkblock: GuD-Kraftwerk</p> <p>Solareinkopplung: Brennwertenerhöhung des Brennstoffs durch solare Erzeugung von Synthesegas aus Erdgas</p> <p>Hersteller/Entwickler: DLR</p>	

Tabelle 3: Konzepte zur solaren Heißgas- bzw. Brenngaserzeugung für GuD-Anlagen

Technisches Konzept:		SOLARE DAMPKRAFTWERKE			GUD MIT SOLAREM DAMPF				GUD MIT SOLAREM GAS			
		1 SEGS	2 PHOEBUS	3 SOLAR TWO	4 SIEMENS	5 SOLGAS	6 ISCCS	7 SDI	8 SOLSTICE	9 REFOS	10 KOKHALA	11 SOLREF
Stand der Technik												
Kommerziell eingeführt	E	E										
Prototypentest erfolgreich beendet	P		P									
laufende Forschungsarbeiten	F			F	F					F		F
Studien	S					S	S	S	S		S	
Erwartete Kommerzialisierung												
Kommerziell eingeführt	E	E										
Kurzfristig verfügbar	K		K				K					
Mittelfristig verfügbar	M			M		M			M			
Langfristig verfügbar	L				L			L		L	L	L
Speicheroptionen												
Thermisch	T	T	T	T			T		T	T	T	
Chemisch	C											C
Hybridbetrieb möglich mit:												
Erdgas	G	G	G	(G)	G	G	G	G	G	G	G	G
Diesel, Heizöl Extraleicht	D	D	D	(D)	D	D	D	D	D	D	D	
Heizöl Schwer	HS	HS	(HS)	(HS)								
Kohle	C	(C)	(C)	(C)								
Rein Solar	S	S	S	S					(S)	(S)		
Investition	DM/kW	< 6000	< 6000	< 6000	< 3000	< 3500	< 3500	(< 3500)	< 4000	< 3000	< 3000	< 3000
Stromgestehungskosten	DM/kWh	< 0,30	< 0,30	< 0,30	< 0,10	< 0,10	< 0,15	(< 10)	< 0,15	< 0,10	< 0,10	< 0,10
Solarer Jahresnutzungsgrad	%	15	15	15	17	17	15	(20)	19	25	22	18
Solaranteil im Auslegungspunkt	%	< 100	< 100	100	< 30	< 30	< 45	(< 20)	< 50	< 50	< 35	< 25
Leistungsbereich pro Einheit	MW	30-200	30-200	30-200	> 80	< 30	> 100	(> 100)	< 6	> 80	> 30	> 80

Werte in Klammern : bisher nicht untersucht bzw. Untersuchungen noch nicht abgeschlossen

Tabelle 4: Übersicht solarer Kraftwerkskonzepte

Empfehlungen zu einer wirksamen Markteinführung Solarthermischer Kraftwerke

Franz Trieb, Joachim Nitsch

Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt

Institut für Technische Thermodynamik

Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

Solarthermische Kraftwerke sind im Prinzip konventionelle thermische Kraftwerke mit 10 bis 150 MW elektrischer Leistung, die ihre Verbrauchsenergie mit Hilfe konzentrierender Kollektoren aus der Sonne beziehen. Um sonnenarme Perioden zu überbrücken und um Schwankungen des Solarenergieangebots zu kompensieren, wird entweder ein thermischer Energiespeicher zusammen mit einem vergrößerten Solarkollektor (reiner Solarbetrieb) oder eine konventionelle fossile Zufeuerung (Hybridbetrieb) verwendet. Je nach Auslegung und Betriebsweise lassen sich so gegenüber einem konventionellen Kraftwerk bis zu 100 % des Brennstoffs und der damit verbundenen Treibhausgas- und Schadstoffemissionen einsparen, ohne auf die im Kraftwerksbereich vorrangig geforderte ständige Verfügbarkeit der installierten Leistung verzichten zu müssen.

Obwohl seit über 10 Jahren in Kalifornien im kommerziellen Einsatz, und obwohl sie heute mit Stromgestehungskosten zwischen 0,11 und 0,22 DM/kWh die kostengünstigste Art der solaren Elektrizitätserzeugung darstellen, haben solarthermische Kraftwerke noch nicht den generellen Durchbruch zur Wirtschaftlichkeit erreicht /1/. Dies ist vor allem in den seit den achtziger Jahren real gefallen Preisen für Brennstoffe und konventionelle Kraftwerkskomponenten begründet, die eine Wettbewerbsfähigkeit der kapitalintensiven Solartechnologie bisher nicht ermöglichten. Angesichts der aktuellen gesamtwirtschaftlichen Situation und wegen der äußerst harten Konkurrenz im zunehmend liberalisierten Kraftwerksmarkt kann nur sehr begrenzt mit Subventionen oder zusätzlichen "grünen" Steuerlasten zugunsten dieser Technologie gerechnet werden. So hat sich z.B. die Weltbank bereit erklärt, einen Zuschuß von ca. 50 Millionen US\$ pro Solarkraftwerk für eine kleine Serie (zunächst bis zu drei Anlagen) zu gewähren.

Das derzeit noch vorhandene Kostensenkungspotential konzentrierender Kollektorsysteme von bis zu 50 % kann jedoch nur im Rahmen einer kontinuierlichen Serienfertigung erschlos-

sen werden /1/. Für die Markttöffnung - die Pionieranlagen in Kalifornien können noch nicht als solche gewertet werden - würde zunächst die Errichtung einer Anlage mittlerer Leistung pro Jahr genügen. Geht man von einer Planungs- und Bauphase von drei Jahren pro Anlage aus, so könnten zwischen dem Jahr 2000 und 2010 ca. zehn Anlagen im oben genannten Leistungsbereich errichtet und in Betrieb genommen werden. Eine bis dahin insgesamt zu installierende Leistung von z.B. 1000 MW entspräche einer Gesamtinvestition in der Größenordnung von ca. 4 Milliarden DM.

Um die anfängliche Investitionshürde zu überwinden, müssen Maßnahmen zur Senkung der Kapitalkosten des Sonnenkollektors ergriffen werden. Es bieten sich folgende an:

1. Die Einrichtung eines **Fonds zur Absicherung des technischen Risikos des Solarfelds**. Eine solche Einrichtung würde das technische Risiko der Integration des Solarfelds in das Kraftwerk stark reduzieren. Der auch bei konventionellen internationalen Kraftwerksprojekten grundsätzlich kritische Zeitraum in den ersten beiden Jahren nach Inbetriebnahme /3/ könnte damit abgesichert werden. Zudem könnten die üblicherweise angesetzten Zuschläge für Unwägbarkeiten von Seiten der Hersteller von 10 % der Investition durch einen solchen Fonds abgedeckt werden, wodurch sich kalkulatorisch die Investition entsprechend reduziert. Der Fonds darf dabei keine Liefer- und Qualitätsgarantien der Hersteller ersetzen. Ein Fond in Höhe von ca. 10 % der für das Kollektorfeld benötigten Investition würde i.d.R. als Absicherung ausreichen und stünde bei einer reibungslosen Projektimplementierung - im Gegensatz zu Zuschüssen u.a. Subventionen - auch noch für nachfolgende Kraftwerke zur Verfügung.
2. Zusammen mit der einem Solarkraftwerk inhärenten Absicherung gegen eskalierende Brennstoffkosten hätte eine solche Bürgschaft den Effekt, das finanzielle Risiko für private Investoren deutlich zu mindern. Dazu kommt, daß Widerstände gegen die Errichtung von Seiten der Bevölkerung und des Gesetzgebers i.d.R. geringer als bei konventionellen Anlagen sind. Üblicherweise können bei Projekten mit einem niedrigeren finanziellen Risiko die Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital niedriger angesetzt werden als bei risikobehafteten Investitionen. Der infolge der Kapitalintensität erhöhte Umsatz für Fremdkapitalgeber erlaubt eine zusätzliche Herabsetzung der entsprechenden Zinsen. Eine **Reduktion der Zinssätze** führt zu einer Reduktion der Kapitalkosten und verbessert erheblich die Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionellen Anlagen, besonders wenn diese steigenden Brennstoffpreisen unterworfen sind. Bei einer solchen Maßnahme handelt es sich nicht um eine Zinsvergünstigung (soft loan), sondern um eine finanztechnisch durchaus übliche wirtschaftliche Bewertung des Investitionsrisikos (rating) /2/.

3. Da sowohl der Bau als auch der Betrieb eines Solarkraftwerks mit einem höheren Aufwand an Personal und Investitionsgütern verbunden ist als eine äquivalente konventionelle Anlage, besteht eine erheblich größere Steuerlast sowohl bei der Vermögens- und Einkommenssteuer als auch bei Einfuhrzöllen. Da ein Kollektor im Prinzip Brennstoff ersetzt und bezüglich der Steuerlast mit diesem verglichen werden muß, ist dieser Gegensatz offensichtlich. Eine entsprechende **Angleichung der Gesamtsteuerlast** an ein konventionelles Kraftwerk - wobei keine Steuervergünstigung gefordert ist und kein steuerlicher Verlust für das jeweilige Land entsteht - kann die Kapitalkosten eines Solarkraftwerks drastisch senken /2/, /4/.
4. Zielgruppe für den Einsatz von Solarkraftwerken sind die Länder im Sonnengürtel der Erde. Viele dieser Länder haben einen erheblichen Nachholbedarf im Ausbau ihrer Infrastruktur, so daß sich u.U. Synergieeffekte zwischen der regionalen Entwicklung und dem Bau eines Solarkraftwerks ergeben, insbesondere da sowohl für die Errichtung (nationaler Beitrag bis zu 50 %) als auch für den Betrieb zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen werden (ca. das 1,5-fache gegenüber konventionellen Kraftwerken). Solche Synergieeffekte rechtfertigen u.a. die kostenlose **Bereitstellung der Landfläche und Infrastruktur**, insbesondere der notwendigen Straßen-, Wasser- und Netzanbindung durch nationale Behörden. Derartige Maßnahmen sind bei international finanzierten Projekten durchaus üblich.
5. Bisher gibt es kein Instrument, mit dem der höheren ökologischen Qualität der Sonnenenergie ein wirtschaftlicher Gegenwert zugeordnet werden könnte. Das Modell der **handelbaren Emissionskredite** - für Schwefeldioxid in den USA bereits erprobt - wird z.Zt. innerhalb der Klimarahmenkonvention unter dem Stichwort Joint Implementation auch für Treibhausgase diskutiert. Bisher bestehen jedoch keinerlei Anreize, entsprechende Projekte in die Realität umzusetzen. So ein Anreiz könnte dadurch geschaffen werden, daß die Handelbarkeit vermiedener Emissionen bis zu ihrer realen Einführung mit Hilfe externer Mittel simuliert wird. So könnte z.B. die Verzinsung des unter Punkt 1 erwähnten Fonds dazu dienen, die vermiedenen Emissionen der in Frage kommenden Solarkraftwerke mit einem angemessenen Betrag (in der Größenordnung von 10 - 20 US\$ pro vermiedener Tonne CO₂) zu vergüten. Da Solarkraftwerke ein sehr hohes Emissionsminderungspotential besitzen, kann eine solche Maßnahme sowohl deutlich zur Wirtschaftlichkeit der Anlagen als auch zur kostengünstigen globalen CO₂-Minderung beitragen. Im Rahmen von Joint Implementation, dessen Umsetzung ab dem Jahr 2000 erwartet wird, kann eine entsprechende Emissionsminderung den Verpflichtungen der Bundesrepublik gegenüber der Klimarahmenkonvention angerechnet werden.

Bei der Bewertung der oben aufgeführten Maßnahmen ist zu beachten, daß sie nur als Gesamtpaket wirksam werden, dann aber an günstigen Standorten schon heute zur Kostengleichheit von konventionellen und solaren Kraftwerken führen können /2/. Besonders günstige Standorte sind charakterisiert durch:

- eine hohe jährliche Einstrahlung von über 2000 kWh/m²a,
- teure (über 4 US\$/GJ) und "schmutzige" Brennstoffe, die eine Aufbereitung im Kraftwerk und eine aufwendige Rauchgasreinigung erfordern,
- eine gute Übereinstimmung von elektrischer Last und Einstrahlungsleistung, sowohl tages- als auch jahreszeitlich,
- Bedarf an kleinen Kraftwerkseinheiten mit unter 150 MW Leistung,
- und nicht zuletzt durch die Bereitschaft der Behörden und Projektträger, die besondere Qualität der Sonnenenergie wirtschaftlich anzuerkennen und zu bewerten.

Die oben beschriebenen Eigenschaften weisen deutlich auf Inseln und andere geographisch isolierte Kleinstaaten als potentielle, unter den oben genannten Aspekten schon heute wirtschaftlich erschließbare Nischen hin, da diese in der Regel kleine, mit Importöl befeuerte Kraftwerke unter hohen Stromgestehungskosten betreiben müssen und zunehmend mit der Deckung eines zusätzlichen, durch den Tourismus erzeugten Strombedarfs zu kämpfen haben. Infolge ihrer besonderen Exponiertheit als Inseln haben diese Staaten zudem in der Regel ein starkes Interesse am Klimaschutz. Der Landbedarf der Anlagen von ca 0,02 km²/MW ist an solchen Standorten eventuell ein kritischer Faktor, der in jedem Einzelfall genau geprüft werden muß.

Unter der Vorgabe der Inbetriebnahme einer ersten Anlage im Jahr 2000 ist unter den zahlreichen möglichen Konzepten der solarthermischen Elektrizitätserzeugung das in Kalifornien seit 1986 erprobte und weiterentwickelte Konzept der Solar Electricity Generating Systems (SEGS) - auf der Basis ölgekühlter Parabolrinnenkollektoren in einem Rankine-Dampfturbinenprozeß - das einzige mit dem dazu erforderlichen Stand der Technik (derzeit 354 MW installiert und kommerziell betrieben). Alle anderen Konzepte müssen z.Zt. noch unter dem Aspekt einer ersten Demonstration (z.B. Solar-Turm-Kraftwerk) oder unter F&E-Gesichtspunkten betrachtet werden /5/.

Aus den oben genannten Argumenten lassen sich folgende Handlungsempfehlungen für die wichtigsten Akteure auf diesem Gebiet (Bundesländer, Bundesregierung bzw. -ministerien, Europäische Union, Vereinte Nationen, Weltbank, Kreditanstalt für Wiederaufbau u.a.) ableiten:

- Klare politische Unterstützung der Marköffnung mittels der Parabolrinnentechnologie.

- Ermittlung besonders günstiger Standorte nach o.g. Kriterien und Werbung entsprechender Partner und Konsortien.
- Vorbereitung und Umsetzung der o.g. kapitalkostenreduzierenden Maßnahmen.
- Ausschöpfung sämtlicher konventioneller Möglichkeiten zur Unterstützung der Projekte (z.B. Hermes-Bürgschaften u.a.)
- Klare und verbindliche Definition mittel- und längerfristiger Ausbauziele.

Literatur

- /1/ Pilkington Solar International; Statusbericht Solarthermische Kraftwerke, Köln 1996
- /2/ Trieb, F., Nitsch, J., Luhmann, H.J., Fishedick, M.; Joint Implementation als Instrument zur Markteinführung Solarthermischer Kraftwerke, VDI-Bericht 1321, Düsseldorf 1997
- /3/ Böhlhoff, K., Hentzen, M.; Projektfinanzierung unter besonderer Berücksichtigung von IPP, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 45 Jg., Heft 12, 1995
- /4/ Nathan, W.H., Chapman, R.A., Tax Equity of Solar Electric and Fossil Power Plants, ASME Solar Energy Conference, Maui, Hawaii, 1995
- /5/ Hennecke, K., Pitz-Paal, R., Buck, R., Steinmann, W.D., Trieb, F.; Konzepte zur Einkopplung von Solarenergie in fossile Kraftwerke, VDI-Tagung Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, Bochum 1997 (nicht im Tagungsband enthalten)

Auswirkungen auf die elektrische Energieversorgung

Guido Daniëls

RWTH Aachen,

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

1. Struktur der Energieversorgung

Das heutige System der elektrischen Energieversorgung ist geprägt durch seine Vier-Spannungsebenen-Struktur (Abb. 1). In der 380/220-kV-Höchstspannungsebene speisen die Großkraftwerke ein, die der Sicherstellung des Verbraucherbedarfs dienen. Hierzu gehören sowohl Primärenergiebeschaffung wie auch zeitgerechte Umwandlung dieser Primärenergie in elektrische Energie. Qualitätsmerkmal des Erzeugungssystems ist u. a. die Frequenzkonstanz.

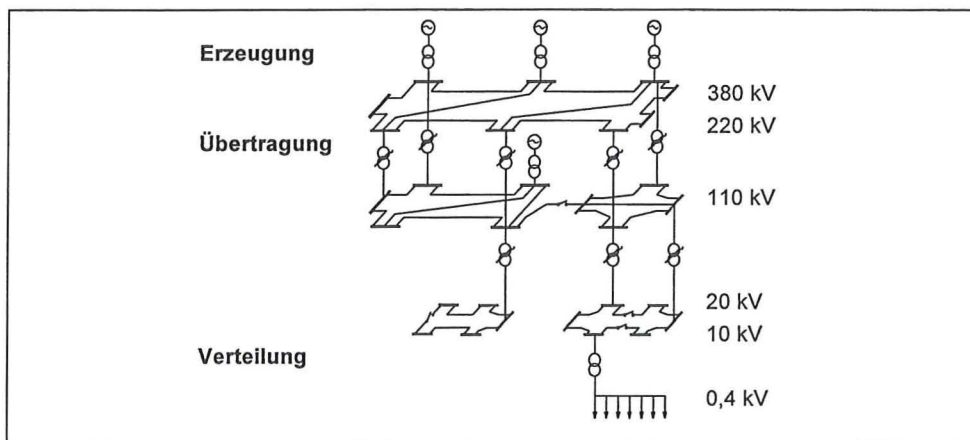


Abb. 1: Struktur der Energieversorgung

Die 380/220-kV-Höchstspannungsebene bildet mit Teilen der 110-kV-Hochspannungsebene das Übertragungsnetz, das in Deutschland flächendeckend ausgeführt ist. Aufgabe des Übertragungsnetzes ist der überregionale Ausgleich von elektrischer Last und Erzeugung, wozu auch die Möglichkeit zum freizügigen Kraftwerkeinsatz ohne Netzbeschränkungen zählt, um so im Störfall immer eine Reservestellung zu ermöglichen.

Die Verteilung elektrischer Energie, d. h. der Energietransport zum Endverbraucher, schließlich ist Aufgabe der 110-kV-Hochspannungsebene, der 10/20-kV-Mittelspannungsebene und der 0,4-kV-Niederspannungsebene. Diese Spannungsebenen bestimmen maßgeblich die von jedem Stromkunden erfahrene Versorgungsqualität. Dies betrifft sowohl Qualität der gelieferten Spannung - Konstanz und Sinusform - als auch Häufigkeit von unerwünschten Versorgungsunterbrechungen.

Bei der Integration von auf erneuerbarer Energiequellen basierenden Kraftwerken ist zu beachten, daß diese Kraftwerke meist eine geringe Leistungsgröße besitzen und deshalb im Gegensatz zu den heutigen Großkraftwerken in die Verteilungsebene einspeisen. Außerdem ist die Leistungsabgabe dieser Kraftwerke meist nicht regelbar, da sie - wie bei Windenergieanlagen und Photovoltaikkraftwerken offensichtlich - vom aktuellen Dargebot bestimmt wird.

2. Erneuerbare Energiequellen

Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Primärenergieträger können in zwei Gruppen unterteilt werden (Tabelle 1).

Einerseits werden Kraftwerke herkömmlicher Technik mit erneuerbaren Brennstoffen befeuert, so z. B. Biomasse-Kraftwerke oder Deponiegasanlagen. Diese Kraftwerke verhalten sich am Netz wie konventionelle Kraftwerke: sie liefern, da der Primärenergieträger zumindest

Primärenergie	Biomasse	Wind / Sonne
Charakteristik	begrenzt speicherbar	darstellungsabhängig
Einspeiseort	Übertragung / Verteilung	Verteilung
Netzverhalten	Beitrag zur Leistungs-Frequenzregelung und Blindleistungserzeugung (wie konventionelle Kraftwerke)	<i>heute:</i> erhöhte Anforderungen an Leistungs-Frequenzregelung und Spannungshaltung <i>zukünftiges Ziel:</i> keine Erhöhung durch koordinierten Einsatz

Tabelle 1: Eigenschaften von Kraftwerken mit erneuerbaren Energiequellen als Primärenergieträger

begrenzt speicherbar ist, einen Beitrag zur Leistungs-Frequenzregelung - und damit zur Frequenzhaltung - und können zusätzlich die Spannungsqualität durch Blindleistungsbereitstellung verbessern.

Kraftwerke mit hiervon abweichender Erzeugungscharakteristik sind z. B. Windenergieanlagen und Photovoltaikkraftwerke. Diese sind rein dargebotsabhängig, da sich der Wind bzw. die Sonnenstrahlung nicht speichern lassen. Sie stellen durch ihre oft stark schwankende Leistungsabgabe erhöhte Anforderungen an die Leistungs-Frequenzregelung herkömmlicher Kraftwerke und an die Spannungshaltung. Durch einen koordinierten Einsatz dieser Anlagen und Verbesserung der Regelmechanismen kann das Netzverhalten jedoch erheblich verbessert werden.

3. Folgen für Erzeugung

In Energieversorgungssystemen ohne dargebotsabhängige Kraftwerke oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen orientiert sich der Einsatz aller Kraftwerke an der elektrischen Last alleine, d. h. alle Kraftwerke werden stromgeführt betrieben. Im Falle der Integration dargebotsabhängiger Kraftwerke mit stark schwankender Einspeisung in ein dergleiches System vergrößert sich die Regelbeanspruchung des konventionellen Kraftwerksparks (**Abb. 2**).

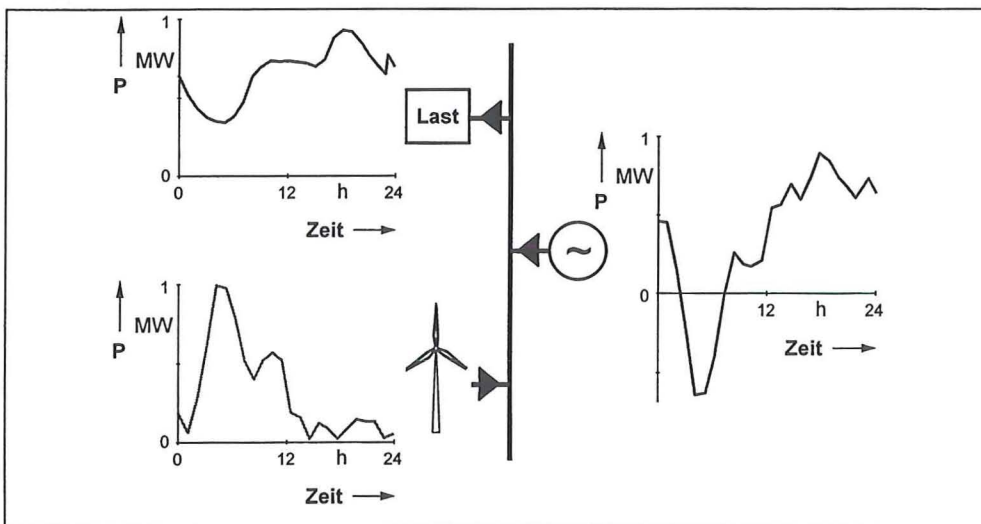


Abb. 2: Erhöhte Beanspruchung der Kraftwerksregelung

Die Dargebotsabhängigkeit der Einspeisung bedingt ebenso, daß - wenn auch eine eher geringe Korrelation zwischen Wind- bzw. Solardargebot und elektrischer Last existiert - die hiervon im konventionellen Kraftwerkspark substituierte Leistung eher gering ist. Es findet

jedoch eine größere Verlagerung der elektrischen Energieerzeugung statt, was dazu führt, daß ein erhöhter konventioneller Reservebedarf auftritt.

Diese beiden Effekte zeigen auch die in **Abb. 2** dargestellten Messungen einer Last und einer Einspeisung aus einer Windenergieanlage in einem Verteilungsnetz. Die vom übergeordneten System zur Verfügung zu stellende Ausgleichsleistung ändert sich gegenüber dem Fall reines Lastausgleiches so, daß größere Leistungsänderungen auftreten und die maximal zu liefernde Leistung nahezu gleich hoch bleibt. Dieses Verhalten zeigt sich auch in einer Hochrechnung von Last und dargebotsabhängiger Einspeisung für größere Gebiete, wie z. B. Deutschland.

4. Folgen für Übertragung und Verteilung

Durch dezentrale Einspeisung wird vor allem das Verteilungsnetz stärker beansprucht. Hierdurch wird vor allem die Spannungsqualität beeinträchtigt, die Versorgungszuverlässigkeit wird - da die Anlagen heute nach Netzfehlern automatisch vom Netz getrennt werden - nicht verbessert. Zur Erhaltung der Versorgungsqualität ist bei heutigem starken Zubau von Windenergieanlagen sogar vereinzelt lokal ein Netzausbau erforderlich; in Einzelfällen werden auch eigens hierfür benötigte neue Netze, sogenannte Windkabel, errichtet.

Das Übertragungsnetz behält seine Funktion - überregionaler Leistungsausgleich, Aufnahme der Leistungsabgabe von Großkraftwerken - bei, eine Bestandsänderung ist hier auch langfristig nicht zu erwarten (**Abb. 3**).

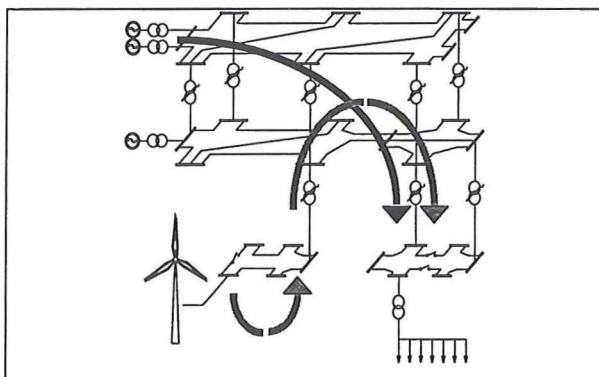


Abb. 3: Leistungsfluß bei dezentraler Einspeisung

5. Zusammenfassung

Das zur Erzeugung elektrischer Energie nutzbare Potential erneuerbarer Energiequellen kann sicher in das elektrische Netz integriert werden, wenn hierzu auch - vor allem in der Verteilungsebene - Netzausbaumaßnahmen vereinzelt notwendig sein dürften. Es sind dabei jedoch immer die technischen Randbedingungen, die eng mit der Wahl der Primärenergie verknüpft sind, zu beachten. Hauptaufgabe ist dabei die Gewährleistung der Qualität der Versorgung.

Ordnungspolitische Optionen

Wolfgang Pfaffenberger

Bremer Energie-Institut

Wir müssen noch viel mehr Energie einsparen und die Potentiale der Sonnen- und Windenergie intensiver nutzen.

*Rolf Gerling, Aufsichtsratsvorsitzender des
Gerling Konzerns*

Vorwort

Unser gegenwärtiger Lebensstil basiert in erheblichem Umfang auf der Zufuhr von Energie, die in vielfältiger Weise in unserer Produktions- und Lebensgewohnheiten eingebunden ist. Die damit verbundenen Umweltbelastungen und Umweltrisiken stellen uns heute vor große Probleme. Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energieträger ist einer der möglichen Lösungsansätze. Erneuerbare Energien, insbesondere die Sonnenenergie haben bei den Verbrauchern ein hohes Image, auf der anderen Seite stellen die Verfügbarkeitsprobleme in Abhängigkeit von den natürlichen Gegebenheiten und die hohen Kosten in die Systeme zur Nutzbarmachung dieser Energie erhebliche Probleme dar. Denn es kann nicht gefolgert werden, daß das gute Image dieser Energieträger bei den Verbrauchern rechtzeitig eine entsprechend hohe Zahlungsbereitschaft zur Folge hat.

Erneuerbare Energien sind solche, deren Einsatz und Verwendung keine Bestandsminderungen zur Folge hat und nur im geringen Umfang (soweit durch die Nutzungstechniken bedingt) Umweltemissionen erzeugt. Eine Weiterentwicklung und verstärkte Nutzung dieser Energieoptionen ist auf die Dauer unausweichlich. Die Wirtschaftlichkeitsprobleme vieler Optionen von erneuerbarer Energie erfordern eine politische Stützung durch Mobilisierung finanzieller Ressourcen, die eine Markteinführung bzw. weitere Marktdurchdringung dieser Energieträger fördern können.

In diesem Beitrag wird der Frage nachgegangen, welche Förderinstrumente hierfür geeignet sind und welche Probleme sie jeweils aufweisen.

Mit dem Einspeisegesetz für erneuerbare Energien hat die Bundesrepublik seinerzeit Neuland betreten. Dieses Gesetz stellt eine ungewöhnliche Konstruktion dar. Man stelle sich einmal folgendes vor: Zum besseren Schutz des Grundwassers und anderer Umweltmedien vor den durch die Landwirtschaft verursachten Belastungen durch Pflanzengifte und Düngemittel wird folgendes Gesetz beschlossen:

Bäcker erhalten ab sofort die Auflage, für ihre Backwaren Getreideprodukte aus biologischem Anbau einzusetzen, soweit ihnen diese angeboten werden. Gleichzeitig wird die Vergütung für dieses Getreide auf 90 % des Brotpreises, der im Durchschnitt von den Bäckern pro Einheit erzielt wird, festgelegt. Mit Hilfe dieser Absatzsicherung nimmt der ökologische Anbau stark zu mit entsprechend positiven Konsequenzen für Boden und Gewässer.

Ein solches Vorgehen ist ordnungspolitisch ungewöhnlich, wie an diesem mit Absicht fernliegenden Beispiel sichtbar gemacht werden soll. Dies spricht allerdings nicht per se gegen eine solche Förderung. Denn sie weist insofern einen interessanten Charakterzug auf, als alle Beteiligten einer Vermarktungskette durch eine ordnungspolitische Entscheidung in die Verwirklichung ökologischer Ziele einbezogen werden, ohne daß staatliche finanzielle Mittel bewegt werden müssen. Insofern liegt eine solche Regulierung im Zeitrend einer Verschlan-
kung des Staates. Traditionell hätte man sicherlich die notwendige Subventionierung auf dem Umweg über den Staatshaushalt geregelt und damit entsprechende Anreize ausgelöst.

Auf der anderen Seite wirft eine solche Regelung natürlich auch Probleme auf: Warum beträgt die vom Gesetzgeber festgelegte Vergütung 90 % und nicht 100 % oder 70 %? Nur am Rande sei darauf verwiesen, daß eine solche Regelung auch ein rekursives Element enthält, was beim erfolgreichen Einsatz dieser Regelung zu einer weiteren Preiserhöhung führen würde. Wird der Einsatz des ökologisch saubereren Produkts durch die gesetzliche Regelung tatsächlich gefördert, so nimmt der Anteil dieses teureren Produkts am Gesamtprodukt zu, wodurch der Gesamtpreis des Produktes steigt, wodurch die Vergütung für das ökologisch sauberere Produkt wiederum steigt, wodurch der Gesamtpreis wieder steigt usw.

Bezogen auf die Energiewirtschaft ist sicher richtig, daß das Einspeisegesetz durch die Schaffung sicherer Vermarktungsbedingungen und sichere Preiserwartungen einen unerwarteten Aufschwung insbesondere bei der Windenergie hervorgerufen hat. Damit haben sich auch günstige Standortbedingungen für die Hersteller von Windenergieanlagen ergeben, wodurch immerhin einige tausend Arbeitsplätze entstanden sind.

Im folgenden handelt es sich nicht darum, diese mit dem Einspeisegesetz verbundene Initialzündung zu kritisieren. Vielmehr soll es darum gehen, zu analysieren, unter welchen Bedingungen eine Förderung erneuerbarer Energie auch im erweiterten Umfang eine Reihe von anzulegenden Maßstäben genügt. Dies ist für die Weiterentwicklung dieses Instrumentariums notwendig.

1. Kriterien der Beurteilung der Förderung erneuerbarer Energie

Die Förderung erneuerbarer Energie sollte einer Reihe von Kriterien genügen. Diese werden zunächst kurz erläutert und anschließend werden Lösungsansätze im Rahmen dieser Kriterien diskutiert.

Kriterien der Beurteilung



1.1. Träger der Kosten der Umweltqualität

Generell gilt das sogenannte Verursacherprinzip. Dies bedeutet, daß grundsätzlich die Kosten einer Umweltqualitätsverbesserung von denjenigen getragen werden sollen, die im Zusammenhang mit der Nutzung der Umwelt begünstigt sind. Die richtige Identifikation der Begünstigten kann ein Problem darstellen. Häufig besteht auch nicht der politische Wille oder die politische Möglichkeit, die Belastung nach dem Verursacherprinzip vorzunehmen. Im Bereich der durch Energienutzung entstehenden Luftbelastungen ist das Verursacherprinzip zum Teil umgesetzt: Ein Teil der entstehenden Schadstoffe muß aufgrund von Reinigungsvorschriften von den Erzeugern mit Hilfe von entsprechendem Aufwand zurückgehalten werden (Bundesimmissionsschutzgesetz). Wirtschaftlich tragen letztlich die Verbraucher die Reinigungskosten. In diesem Fall ist die physische Verursachung parallel zur primären wirtschaftlichen Belastung geregelt.

Für das Treibhausgas Kohlendioxyd ist die Reduktion zwar Regierungsziel, auf der anderen Seite ist die Emission von diesem Gas aber in beliebigem Umfang erlaubt. Der Mechanismus des Bundesimmissionsschutzgesetzes funktioniert wegen fehlender Reinigungsmöglichkeiten

so nicht. Eine Reduktion erfordert Anpassungs- und Substitutionsprozesse bei Erzeugern und Verbrauchern. Dennoch kann das Verursacherprinzip angewendet werden. Dies erfordert eine allgemeine und flächendeckende Lösung für alle Emissionen des Treibhausgases. Geeignete Instrumente sind Steuern bzw. Mengenlizenzen. Eine solche Lösung würde dafür sorgen, daß immer die wirtschaftlichsten Potentiale der Ersetzung gesucht würden.

Solange eine solche allgemeine Lösung nicht umgesetzt wird, sind Teillösungen wie z.B. die Förderung der erneuerbaren Energie möglich. Hier sollte aber darauf geachtet werden, daß auch hier Anreize zur Vermeidung der Emissionen nach wirtschaftlichen Prinzipien gesetzt werden, da sonst willkürliche Subventionsstrukturen entstehen. Der Aufwand für die Vermeidung von CO₂ pro Einheit würde dadurch höher und die vermiedene Menge würde dadurch wahrscheinlich kleiner.

Mit dem Stromeinspeisegesetz wurde ein besonderer Fördermechanismus für die Förderung erneuerbarer Energie *für die Stromerzeugung geschaffen*, andere Einsatzgebiete erneuerbarer Energie erfahren jedoch eine entsprechende Förderung nicht. Hierin liegt eine Diskriminierung, die zwar verständlich ist, wenn man sich die besonderen Bedingungen der Stromwirtschaft vor Augen führt. Dennoch kann eine solche Regelung nicht als längerfristig vernünftig gelten. Insbesondere erfährt der Bereich der Wärmeerzeugung aus erneuerbarer Energie keine entsprechende Förderung. Ein umfassendes Förderprogramm entspricht nur dem Gedanken des Verursacherprinzips, wenn *alle* Beiträge erneuerbarer Energie nach gleichen Kriterien behandelt werden.

1.2. Regionale Verteilung

Erneuerbare Energie ist als Quelle naturabhängig und damit notwendigerweise regional ungleich verteilt. Wird die Finanzierung über die Belastung an der Quelle vorgenommen (wie derzeit im Einspeisegesetz), so wird damit das Verursacherprinzip genau auf den Kopf gestellt. Der Umweltvorteil eines hohen regionalen Vorkommens von erneuerbarer Energie (z.B. in einer windreichen Gegend) wird dadurch zu einem wirtschaftlichen Nachteil solcher Regionen, während der Nutzen der Umweltbelastung durch Verbrennen billiger fossiler Brennstoffe anderen Regionen zugute kommt. Bei höherem Umfang der Förderung wird eine solche verkehrte Anreizstruktur zum Hemmfaktor für die Verbreitung der erneuerbaren Energie. Eine richtige Lösung müßte also den Nutzen aus dem Einsatz kostengünstiger fossiler Energie und den Nachteil aus dem Einsatz teurer, aber umweltfreundlicher erneuerbarer Energie bündeln. Dies erfordert einen weiträumigen Ausgleich.

1.3. Anreizproblematik

Das gewählte Förderinstrumentarium muß so gestaltet werden, daß es die Kosteneffizienz bei der Erzeugung von erneuerbarer Energie bzw. bei den Mitteln zu ihrer Gewinnung fördert.

Gesetzlich vorgegebene Festpreise wie im Einspeisegesetz sind dafür nicht geeignet. Im übrigen enthält das Einspeisegesetz einen Konstruktionsfehler, der bei größeren Fördervolumina zum Tragen kommen würde: Durch die Bindung der Einspeisevergütungen an den Durchschnittspreis der Elektrizität wirkt sich ein höheres Fördervolumen von erneuerbarer Energie automatisch preiserhöhend auf die gesamten Strompreise aus und erhöht damit noch einmal die Einspeisevergütung. Dieser rekursive Effekt kann dadurch beseitigt werden, daß die Einspeisevergütung an den durchschnittlichen Stromerlös ohne erneuerbare Energie gebunden wird.¹ Zur Zeit wirkt sich der rekursive Effekt angesichts des relativ geringen Volumens von erneuerbarer Energie praktisch noch nicht aus. Im übrigen fallen derzeit die Strompreise, wenn man sie in konstanten DM ausdrückt, so daß auch die Einspeisevergütung derzeit real betrachtet leicht fallend und nicht steigend ist.

Bei Herstellern von Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energie und Betreibern herrscht genügend Wettbewerb. Es ist also möglich, für die Förderung Ausschreibungsverfahren zugrunde zu legen, bei denen auf die kostengünstigsten Anbieter für eine bestimmte Energiemenge zu einem bestimmten Zeitpunkt zurückgegriffen werden kann. Damit kann automatisch sichergestellt werden, daß neuere Anlagen, die kostengünstiger hergestellt werden können, auch nur geringer pro produzierte Einheit gefördert werden als ältere Anlagen.

1.4. Wettbewerbsordnung der Stromwirtschaft

In der Stromwirtschaft findet derzeit eine Neuordnung statt, mit der örtliche und regionale Monopole beseitigt werden, größeren Verbrauchern eine freie Anbieterwahl ermöglicht wird und Preise zukünftig in gewissem Umfang auch ein Wettbewerbselement enthalten werden.

In einer solchen Struktur ist es nicht mehr möglich, die EVU für öffentliche Aufgaben direkt in Anspruch zu nehmen. Eine unterschiedliche Belastung durch Einspeisevergütungen für einzelne Anbieter von Strom stellt im Rahmen eines wettbewerblichen Marktes eine staatlich verordnete Wettbewerbsverzerrung dar, die sich zulasten derjenigen Anbieter auswirkt, die über hohe Potentiale von erneuerbarer Energie verfügen. Dies kann nicht gewollt sein. Wettbewerbsneutral wäre eine Lösung, bei der für alle Anbieter die gleiche Belastung entsteht („Stromsteuer“). Im gleichen Zusammenhang sei darauf hingewiesen, daß eine Förderregelung auch mit dem europäischen Ordnungsrahmen für Abgaben bzw. Subventionen kompatibel gestaltet werden muß.

¹ Vgl. Bolle, F. und Schmelzer, D.: Eine Speisung der Bedürftigen? Zur Mindestpreisregelung für regenerative Energieträger, Europa Universität Viadrina, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Working paper No.70, 1996

2. Lösungsansätze

2.1. Anknüpfen an Zahlungsbereitschaft

Für Umweltqualität gibt es keinen direkten Markt, auf dem Angebot und Nachfrage über das „richtige“ Volumen entscheiden. Es wird auch zu Recht gefragt, ob eine Marktlösung überhaupt ein Ergebnis bringen würde, das mit den erkannten Umwelterfordernissen in Einklang steht. Diese Frage braucht man aber so nicht zuzuspitzen. Ganz sicher gibt es Verbraucher, die bereit sind, einen Teil ihres Budgets für eine verbesserte Umweltqualität zur Verfügung zu stellen. Es mangelt jedoch an einem Mechanismus, der aus dieser Zahlungsbereitschaft in für die Verbraucher erkennbarer Weise Umweltqualität herstellt. Es spricht vieles dafür, dieses mögliche Potential mit Hilfe der üblichen Marketingmethoden zu erschließen und die damit erlösten Beträge für die Förderung erneuerbarer Energie bereitzustellen.

2.2. Rechtsverpflichtung

Dennoch bleibt Umweltschutz eine öffentliche Aufgabe. Als Instrument können entweder rechtliche Vorschriften, Förderung aus dem öffentlichen Haushalt, Einführung von Sonderabgaben mit gezielter Verausgabung oder die Einführung von Mengenkontingenten angesehen werden.

Bisher besteht in unserem politischen System eine starke Präferenz für rechtliche Vorschriften, da diese am meisten der allgemeinen Praxis des Verwaltungshandelns entsprechen. Für Verwaltungen sind indirekt wirkende Instrumente im allgemeinen weniger greifbar als direkt wirkende. Dies erklärt die allgemeine Abneigung gegen marktwirtschaftliche Instrumente in der Umweltpolitik.

Im Bereich der erneuerbaren Energie ist der Staat allerdings nicht unmittelbar beteiligt. Er hat lediglich eine Einspeise- und Vergütungspflicht normiert. Eine solche Rechtsverpflichtung ist sicherlich unverzichtbarer Bestandteil einer jeglichen möglichen Regelung.² Wie oben ausgeführt wurde, widersprechen jedoch gesetzlich fixierte Vergütungen einer wirtschaftlich vernünftigen Gestaltung. Hier müssen daher offenere Regelungen eingeführt werden, um Wettbewerbselemente in die Festlegung der Vergütungen einzubeziehen. Dies erfordert dann aber eine Institution, die diese Aufgaben übernimmt. Eine solche Institution wird am erfolgreichsten sein können, wenn sie nicht Teil der allgemeinen Verwaltung ist, sondern sich spezifisch dieser Aufgabe zuwendet (*beispielhafter Vorschlag*: Bundesenergieagentur mit Beteiligung von EVU und Regierung).

² Mit der neuen Stromrichtlinie der EU ist sie vereinbar, da diese Vorrangregelungen zulässt.

2.3. Staatliche Förderung

Soll eine Förderung in größerem Umfang erreicht werden, so stellt sich die Frage, wie das über die freiwillige Verpflichtung der Konsumenten (Zahlungsbereitschaft) hinausgehende Volumen finanziert wird.

2.3.1. *aus allgemeinen Haushaltsmitteln*

Eine Finanzierung aus allgemeinen Haushaltsmitteln entspricht an sich nicht dem Verursacherprinzip wie es hier definiert wurde. Die Begünstigten aus der umweltunfreundlichen Erzeugung von Elektrizität aus billigen fossilen Brennstoffen lassen sich klar identifizieren. Auf der anderen Seite wird oft argumentiert, daß Umweltschutz eine allgemeine öffentliche Aufgabe ist, die daher dann auch aus allgemeinen öffentlichen Mitteln bezahlt werden soll (Umweltschutz als Verfassungsziel). Letztlich wird die Frage im politischen Raum anhand der konkurrierenden möglichen Ausgaben im Hinblick auf spärlicher fließende öffentliche Einnahmen entschieden werden.

2.3.2. *aus speziellen Mitteln*

Eine konsequente Anwendung des Verursacherprinzips ermöglicht eine spezielle Finanzierung. Besondere Abgaben müssen in identifizierbarer Weise einem speziellen Zweck dienen. Eine besondere Abgabe auf Elektrizität mit dem Ziel der Vermeidung von durch Elektrizitätserzeugung verursachten Umweltbelastungen könnte diesem Kriterium entsprechen.

Der häufig herangezogene Vergleich mit der Kohlesubventionierung ist aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht nicht zulässig. Bei der Kohleförderung handelte es sich um gesellschafts- und regionalpolitische Ziele, die mit Hilfe einer Sonderabgabe auf Elektrizität erreicht werden sollten. Es sollte die Förderung von Kohle in bestimmten Regionen der Bundesrepublik vor dem niedrigeren Weltmarktpreis geschützt werden. Hierbei handelte es sich nicht um eine energiewirtschaftliche Zielsetzung, wie oft behauptet wurde (Sicherung der Stromversorgung), sondern eben im wesentlichen um eine strukturpolitische (Sicherung der Absatzinteressen eines bestimmten Sektors). Insofern war bei der Kohleförderung in der Tat kein Zusammenhang zu sehen zwischen der Abgabe, die von allen Stromverbrauchern zu entrichten war, und den spezifischen gesellschafts- und strukturpolitischen Zielen zur Sicherung der Produktion im Kohlebergbau und den dazu gehörigen weiteren Wirtschaftszweigen.

Bei erneuerbarer Energie dagegen ist der Zusammenhang offensichtlich. Mithilfe einer Abgabe würden Maßnahmen finanziert, die dazu beitragen, daß die Umweltbelastungen aus konventioneller Stromerzeugung verringert werden. Insofern würden alle Stromverbraucher, die aus dem öffentlichen Netz beziehen und damit das Mischprodukt dieses Netzes in gleichartiger Weise kaufen, zur Finanzierung der Verringerung der Umweltbelastungen dieses Produkts herangezogen. Es wäre wohl sehr spitzfindig, gegen eine solche allgemeine „Umlage“ das

Argument ins Feld zu führen, daß jeder Verbraucher aufgrund seiner spezifischen Absatzcharakteristik einen anderen Kraftwerksmix kauft und daher auch nicht in gleicher Weise zur Finanzierung herangezogen werden sollte. Es gibt kein unanfechtbares Verfahren, einzelnen Verbrauchern einen spezifischen „Strommix“ zuzuordnen.

Immerhin würde die Möglichkeit bestehen, zwischen Verbrauchergruppen nach der zeitlichen Inanspruchnahme zu differenzieren, da durchaus die Zusammensetzung von Grundlast-, Mittelast- und Spitzenlaststrom identifizierbar ist.

Das Bundesverfassungsgericht hat in seinem Urteil zur Ausgleichsabgabe nach dem Dritten Verstromungsgesetz (*Kohlepfennig*) grundsätzliche Ausführungen zur Zulässigkeit von Sonderabgaben gemacht. Sonderabgaben setzen einen genau abgegrenzten homogenen Kreis von Abgabenschuldnern voraus. Ist dies nicht gegeben, kommen zur Finanzierung nur Steuern in Frage. Die Ausgleichsabgabe wurde auch deshalb nicht als zulässig angesehen, weil „der Kreis der Stromverbraucher nahezu konturlos .. ist und in der Allgemeinheit der Steuerzahler aufgeht.“³ Insofern könnte eine besondere Abgabe auf Elektrizität auch wenn sie ökonomisch durch das Verursacherprinzip gerechtfertigt wäre, da sie quasi die externen Kosten der Stromerzeugung widerspiegeln würde, rechtliche Probleme aufwerfen. Eine rechtlich einwandfreie Konstruktion läge in einer Verbrauchsteuer auf Elektrizität und der Förderung der erneuerbaren Energie aus dem öffentlichen Haushalt. Bei einer solchen Regelung entfielen aber die direkte Bindung zwischen der Steuer einerseits und der Förderung andererseits.

2.4. Mengenkontingente

Eine andere Weiterentwicklung des derzeitigen Förderinstrumentes für erneuerbare Energie könnte darin bestehen, daß Erzeugern oder Verteilern von Elektrizität ein bestimmtes Mengenkontingent vorgegeben wird, das sie aus erneuerbarer Energie ihrer Wahl beziehen müssen. Sofern ihnen an ihrem Standort entsprechende Mengen nicht kostengünstig zur Verfügung stehen, können sie sich von dem Mengenkontingent durch Zahlung einer entsprechenden Vergütung an Anbieter erneuerbarer Energie in anderen Regionen der Bundesrepublik befreien. Bei einem solchen Modell muß eine äußere Instanz (z.B. der Gesetzgeber) die jeweilig zu erbringende Menge z.B. als Prozentanteil an der gesamten Erzeugung / Verteilung vorgeben. Stromerzeuger können dann entweder selbst das Kontingent erbringen, indem sie entsprechende Anlagen bauen oder aber sich von dem Kontingent freikaufen, indem sie an einem anderem Ort die entsprechende Erzeugung finanzieren. Insofern wird bei einem solchen Modell eine Art Markt für erneuerbare Energie bei Elektrizitätserzeugern entstehen. Eine Wettbewerbsverzerrung ist mit einem solchen Modell nicht verbunden, da für alle Anbieter die

³ BverfG, Beschluß vom 11.10.94, zitiert nach: Die Öffentliche Verwaltung, 1995, S. 195.

gleiche Mengenpflicht eingeführt wird und da die Anbieter ja in die Lage versetzt werden, sich nach dem jeweils kostengünstigsten Angebot umzusehen.

Bei einem solchen Modell wird der Strom im System zu den jeweilig vermiedenen Kosten bewertet. Dies ist die allgemeine Regel für ein offenes Stromsystem. Nur die darüber hinausgehenden Beträge müssen durch Fördermittel aufgebracht werden.

Das zuletzt genannte Modell ist wohl dasjenige, das längerfristig betrachtet am besten mit einem offenen Marktsystem in der Stromwirtschaft zusammenpaßt. Es weist darüber hinaus den Vorteil auf, daß keine Fördermittel mehr erbracht oder verteilt werden müssen. Wie bei allen Modellen von Mengenkontingenten ergeben sich zwei besondere Vorteile:

- Die staatliche Steuerung bezieht sich nur auf die Vorgabe von Mengen und die Überprüfung des Einhaltens der Spielregeln. Die politische Diskussion bezieht sich damit global ausschließlich auf den Beitrag erneuerbarer Energie insgesamt, ohne daß eine Feinsteuerung im Hinblick auf einzelne Energieträger erfolgen muß. Alle Probleme von Detailregelungen (Lobbyingkonkurrenz der verschiedenen Anbieter und Betreiber etc.) entfallen damit im politischen Raum.
- Für die Angebotsseite ergibt sich damit ein automatischer Anreiz zur Suche nach kostengünstigen Angeboten, ohne daß eine Verunsicherung von Investoren erfolgt, da ja das Mengenvolumen insgesamt in Höhe und Entwicklung vorgegeben ist.

Energiewirtschaft im Wandel

Zur Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes¹

Heidi Bergmann

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim

1. Ausgangslage

Während der letzten Jahrzehnte war die Stromwirtschaft vielerorts als ein „natürliches Monopol“ betrachtet worden. Wie in der Bundesrepublik hatte man auch in anderen Staaten die Elektrizitätsversorgung in Gebietsmonopolen organisiert und durch kartellrechtlich sanktionierte Gebietsschutzverträge (Demarkations- oder Konzessionsverträge) gegen Wettbewerb gesichert. Dahinter stand die traditionelle Annahme, daß die Stromversorgung nur in einem System geschlossener Versorgungsgebiete wirtschaftlich und sicher durchgeführt werden könne. So hatte sich etwa die - heute nicht mehr anwendbare - Präambel des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 zu dem Ziel bekannt, „volkswirtschaftlich schädliche Auswirkungen des Wettbewerbs zu verhindern“.²

Vorschläge für eine Trennung zwischen Erzeugung, Übertragung und Verteilung gab es bereits in den 70er Jahren,³ die Reformbestrebungen stießen jedoch auf Widerstand der betroffenen Kreise und blieben ohne Erfolg.

Inzwischen haben Schlagworte wie „Deregulierung“, „Privatisierung“ und „Wettbewerb“ Einzug in den Energiebereich gehalten. Im Zuge der politischen und gesellschaftlichen Veränderungen und der zunehmenden „Europäisierung“ und „Internationalisierung“ konnte auch der Energiesektor dem allgemeinen Reformdruck nicht widerstehen. Ob im Rahmen der energiewirtschaftlichen Neuorientierung umweltpolitische Belange besonderes ins Gewicht fielen, soll dahingestellt bleiben. Tatsache ist, daß die Stromwirtschaft auch nach der Umsetzung der Großfeuerungsanlagenverordnung in erheblichem Umfang zur Belastung der Umwelt (etwa

¹ Das Manuskript wurde am 05.04.1997 abgeschlossen; spätere Entwicklungen konnten daher nicht mehr berücksichtigt werden.

² Näher hierzu Hoffmann-Riem/Schneider, Wettbewerbs- und umweltorientierte Re-Regulierung im Großhandels-Strommarkt, in: Hoffmann-Riem/Schneider (Hrsg.), Umweltpolitische Steuerung in einem liberalisierten Strommarkt, Baden-Baden, 1995, S. 13, 15 ff.

³ Vgl. etwa Gröner, Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden, 1975.

durch CO₂, NO_x, SO₂ und Staub) beiträgt. „Eine dauerhaft-umweltgerechte Entwicklung verlangt eine Ressourcennutzung, die bei erneuerbaren Ressourcen die Regenerationsrate und bei erschöpfbaren Ressourcen die Substitutionsrate nicht übersteigt, eine Umweltbelastung, die die Tragkapazität der Umwelt nicht übersteigt und die Vermeidung von Gefahren und Risiken für die menschliche Gesundheit durch anthropogene Einwirkungen.“⁴

Sicherlich kann der politische Reformwille darauf zurückgeführt werden, daß sich die Rahmenbedingungen der Energieversorgung geändert haben. Der Aufbau eines Elektrizitätssystems (die sog. „Elektrifizierung“) ist heute kein Thema mehr, es geht vielmehr um die Weiterentwicklung eines bereits bestehenden Systems. In einigen Staaten hatte sich schon vor einigen Jahren die Erkenntnis durchgesetzt, daß die Effizienzgewinne aus einem Wettbewerb in der Stromerzeugung und im Handel die möglichen Verluste an Verbundvorteilen aus der Desintegration (der Funktionsbereiche Erzeugung-Übertragung-Verteilung-Verkauf) überwiegen. Chile, Großbritannien, Norwegen, die Niederlande und auch die USA haben national eine wettbewerbliche Öffnung der Elektrizitätswirtschaft eingeleitet.⁵ Auch das Argument der „Versorgungssicherheit im nationalen Rahmen“ ist heute nicht mehr haltbar. Der Prozeß der Europäischen Integration macht vor dem Energiesektor nicht halt; das Ziel eines „Raumes ohne Binnengrenzen“ soll sich auch auf die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft beziehen. Seit Ende der 80er/Anfang der 90er wird auf der europäischen Ebene über Fragen der wettbewerblichen Öffnung des Strommarktes und des Netzzugangs Dritter ausführlich beraten.

2. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie der Europäischen Gemeinschaft

Die jahrelangen Bestrebungen zur Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes sind mit dem Erlaß der sog. „Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie“ vom 19.12.1996 zum Abschluß gekommen.⁶

Vor dem Hintergrund der Vollendung des Binnenmarktes für den Bereich Elektrizität hatte der EU-Ministerrat einen entsprechenden Richtlinienentwurf am 25.7.1996 als „Gemeinsamer Standpunkt“ verabschiedet.⁷ Das Europäische Parlament nahm diesen „Gemeinsamen Stand-

⁴ Zitat aus dem Gutachten des Sachverständigenrates (SV) 1994, TZ.11.

⁵ Hoffmann-Riem/Schneider, Wettbewerbs- und umweltorientierte Re-Regulierung im Großhandels-Strommarkt, in: Hoffmann-Riem/Schneider (Hrsg.), Umweltpolitische Steuerung in einem liberalisierten Strommarkt, Baden-Baden, 1995, S. 13, 16.

⁶ Richtlinie 96/92 EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 27/1997, 20.

⁷ ABl. C 315/18 ff vom 24.10.1996.

punkt“ Mitte Dezember 1996 in die sog. „Zweiten Lesung“⁸. Mehrheitsfähige Änderungsanträge aus der Mitte des Parlaments gab es nicht, die Festlegungen des Gemeinsamen Standpunkts blieben unverändert. Daraufhin wurde die Richtlinie vom Rat endgültig verabschiedet und trat am 19.02.1997 schließlich in Kraft. Den einzelnen Mitgliedstaaten bleiben nunmehr zwei Jahre Zeit (d.h. bis zum 19.02.1999), die Richtlinie in nationales Recht umzusetzen.

Inhaltlich zielt die Richtlinie auf die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes. Der Rechtsakt der Gemeinschaft trifft in den nationalen Versorgungssystemen auf die unterschiedlichsten Strukturen, die zum Teil über hundert Jahre alt sind. Während beispielsweise in Frankreich die Versorgung durch den Staatsmonopolisten Electricité de France (EdF) gewährleistet ist und in Deutschland mehrere Energieversorgungsunternehmen (EVU) als regionale Monopolisten fungieren, besteht in Großbritannien Abnehmer- und Lieferantewahl im Rahmen eines Großhandelsmarktes für Strom. Anpassungsschwierigkeiten bei der Umstrukturierung der nationalen Energiewirtschaften ergeben sich aufgrund der verschiedenen Ausgangssituationen fast zwangsläufig. Die Richtlinie versucht Umstellungsverluste gering zu halten, indem die Öffnung des Marktes stufenweise erfolgen soll und die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der Richtlinie im Hinblick auf den Netzzugang die Wahl zwischen zwei verschiedenen Modellen haben.

Nach der Konzeption der Richtlinie soll der Zugang zum Markt in drei Schritten erfolgen. Für die ersten drei Jahre nach Inkrafttreten der Richtlinie wird die nationale Marktquote auf der Grundlage der Gemeinschaftsquote des Elektrizitätsverbrauchs von Endverbrauchern mit mehr als 40 Gigawattstunden (GWh) festgelegt. In der zweiten Stufe reduziert sich die Bemessungsgröße auf 20 GWh und nach weiteren drei Jahren beträgt der Richtwert 9 GWh.

Was den Netzzugang betrifft, können die Mitgliedstaaten wählen, ob sie die Öffnung des Marktes als „Netzzugang auf Vertragsbasis“ (Negotiated Third Party Access – NTPA, Art.17) oder als „Netzzugang in einem Alleinabnehmersystem“ (Single Buyer, Art.18) organisieren wollen. Bei einem Netzzugang auf Vertragsbasis handeln Elektrizitätserzeuger, zugelassene Kunden und (wenn die Mitgliedstaaten es zulassen) Energieversorgungsunternehmen mit den Betreibern der Netze kommerzielle Vereinbarungen über den Netzzugang (d.h. Preis und Konditionen) aus. Das Alleinabnehmersystem operiert mit einem einzigen Unternehmen, das dem Stromlieferanten als Transporteur und Ankäufer gegenüber steht. Staatliche Monopolgesellschaften – wie etwa in Frankreich – bleiben damit zumindest strukturell erhalten, werden aber entflochten.

Vervollständigt werden die Liberalisierungsbestrebungen durch die Möglichkeit der Versorgung über eine Direktleitung (Art.21). Für den Bau einer Direktleitung ist nach wie vor eine

⁸ A4-0380/96.

Genehmigung erforderlich. Die Möglichkeit der Versorgung über eine Direktleitung berührt nicht die Möglichkeit, Elektrizität in Einklang mit den Artikeln 17 und 18 zu beziehen.

In der Debatte des Europaparlaments vom 10.12.1996 wurde die Befürchtung geäußert, die Richtlinie werde neben den begrüßenswerten positiven Effekten der Liberalisierung und Öffnung des Marktes auch erhebliche negative Folgen für kommunale Energieversorger, kleine Unternehmen, die Mehrzahl der Verbraucher und die Umwelt haben.

Die Richtlinie werde „nicht die Monopolstruktur aufbrechen und einen umweltfreundlichen Wettbewerb einleiten, im Gegenteil. Die Richtlinie schafft ein Monopol light, ein Monopol soft, die Konzentrationsprozesse in der Energieversorgung werden zunehmen. Es besteht die große Gefahr, daß die kommunalen und regionalen Energieversorger auf der Strecke bleiben und zu Marionetten der großen Energiemonopole werden.“ (MdEP Breyer)

Der Zwang zur Kostensenkung werde die Konzentration beschleunigen. „Große Unternehmen werden kleinere schlucken. Kleinere Unternehmen werden sich zusammenschließen müssen, um Kostenvorteile zu haben“ (MdEP Linkohr). Es sei zu befürchten, daß Verbraucher und die kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) „auf der Strecke bleiben, denn der Richtlinienvorschlag macht die Quersubventionierung möglich und die Verbraucherinnen und der Mittelstand müssen mit hohen Energiepreisen rechnen, während die Großindustrie mit Energiedumpingpreisen subventioniert wird.“ (MdEP Breyer)

Andere sehen in der Richtlinie einen „Frontalangriff auf erneuerbare Energien und auf Energieeffizienz“ (MdEP Bloch von Blottnitz). Man müsse damit rechnen, daß es im Grundlastbereich („Rosinen im Kuchen“) zu einem Handel zu Dumpingpreisen kommen wird. Das Ziel, Energie einzusparen wäre damit ad absurdum geführt. Auch sei davon auszugehen, daß kleine und mittlere Unternehmen schwere Einbußen erleiden werden. Zudem sei es wahrscheinlich, daß die Energiepreise zwischen Stadt und Land deutliche Unterschiede aufweisen werden.

Schließlich wird darauf hingewiesen, daß im Zuge der Richtlinie, Erdgas weiter in den Strommarkt eindringen werde.

Trotz der Kritik läßt sich nicht verkennen, daß die Richtlinie einige interessante Ansatzpunkte in Bezug auf erneuerbare Energie enthält. So bestimmt etwa Nr.28 der Präambel: „Aus Gründen des Umweltschutzes kann der Elektrizitätserzeugung auf der Grundlage erneuerbarer Energien Vorrang eingeräumt werden.“ Auch Art.8, der den Betrieb des Übertragungsnetzes regelt, geht in diese Richtung: „Der Mitgliedstaat kann dem Betreiber des Übertragungsnetzes zur Auflage machen, daß er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten.“ Schließlich gibt auch Art.3 den Mitgliedstaaten die Möglichkeit, den Elektrizitätsunternehmen gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen aufzuerlegen, die sich auf den Umweltschutz beziehen.

Die Richtlinie selbst enthält also keine verbindlichen Vorgaben zum Umgang mit erneuerbarer Energie, sondern überläßt es den Mitgliedstaaten (mittels sog. „Kann-Bestimmungen“), die entsprechenden Regelungen zu treffen. Dieser Umstand macht die Kritik der Parlamentarier verständlich, die in der Richtlinie eine Absage an die erneuerbaren Energien und die rationelle Energienutzung sehen. Im Rahmen der Richtlinie können die Mitgliedstaaten erneuerbare Energie fördern, sind aber nicht dazu gezwungen. Es steht den einzelnen Staaten frei zu entscheiden, ob und in wieweit Präferenzen sie für die betreffenden Energieträger einräumen wollen.

Welche Konsequenzen die Richtlinie für die Bundesrepublik Deutschland haben wird, läßt sich erst dann präzisieren, wenn feststeht, wie die Richtlinie umgesetzt werden wird und wie die vorhandenen Entscheidungsspielräume genutzt werden.

3. Der Gesetzesentwurf der Fraktion Bündnis 90 / Die Grünen

Bündnis 90 / Die Grünen haben bereits im Juli 1996 einen eigenen Entwurf zur Neuordnung der Energiewirtschaft vorgelegt.⁹ Zum damaligen Zeitpunkt lag lediglich der Entwurf zur Binnenmarkt-Richtlinie vor, es war noch nicht klar, wie die endgültige Fassung aussehen würde. Nach dem Gesetzesvorschlag von Bündnis 90/Die Grünen sollen die drei Bereiche Erzeugung, Übertragung und Versorgung entflochten und das Übertragungsnetz in die Hände unabhängiger Netzbetreiber gegeben werden. Für die Wettbewerbsgleichheit aller Marktteilnehmer sorgt ein neu zu gründender öffentlicher Strom-Großhandelsmarkt (Strompool). Dieser Strompool soll einziger Vertragspartner der Erzeuger und einziger Lieferant der Verteiler und Großkunden sein. Anhand von ökologischen Kriterien würden umweltfreundliche Energieträger bevorzugt. Strom aus erneuerbaren Energieträgern und Kraft-Wärme-Kopplung sei vorrangig abzunehmen und kostendeckend zu vergüten, bis ein substantieller Marktanteil erreicht worden sei. Der Entwurf will auf der Versorgungsebene Konzessionsgebiete aufschreiben. Gebietskörperschaften und Unternehmen sollen verpflichtet sein, Maßnahmen der integrierten Ressourcenplanung durchzuführen. Man geht davon aus, daß Unternehmen auf der Versorgungsebene ein Interesse daran haben, „nachgefragte Dienstleistungen mit so wenig Strom wie möglich“ zu erfüllen. Dadurch erhofft man sich einen Wettbewerb um die besten Energiesparkonzepte; Energiesparen soll zum Gewinnprinzip werden.

Das Modell des Strompools läßt sich jedoch nicht ohne weiteres mit der verabschiedeten Richtlinie in Einklang bringen. Die Poollösung hat keinen Eingang in die Richtlinie gefunden; nach den geltenden europarechtlichen Vorgaben ist ein Netzzugang möglich über das sog. „Single Buyer Modell und/oder als sog. „ausgehandelter Netzzugang“ (vgl. oben). Bei der

⁹ BT-Drs.13/5352 vom 25.07.1996.

Umsetzung der Richtlinie in das nationale Recht muß sich jeder Staat an die in Art. 17 und 18 niedergelegten Eckpunkte halten.

4. Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung

Der Entwurf des Gesetzes zur Neuregelung der Energiewirtschaft, den das Wirtschaftsministerium am 16. September 1996 vorgelegt hat, wählt einen relativ einfachen Ansatz und beschränkt sich im wesentlichen auf die Aufhebung wettbewerbsbeeinträchtigender Vorschriften. Auch dieser Entwurf wurde zu einem Zeitpunkt in die Diskussion gebracht, als die EG-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie noch nicht verabschiedet war. Der Gesetzesvorschlag stand daher immer unter dem Vorbehalt der Richtlinie und entzog sich in gewisser Weise der Kritik, indem er vorsah, daß die für eine vollständige Umsetzung eventuell erforderlichen Ergänzungen erst im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens eingearbeitet werden sollen.

Der Entwurf geht davon aus, daß die Ausschließlichkeitsverträge und Demarkationsabreden in Zukunft keinen Bestand mehr haben. Der Schutz der geschlossenen Versorgungsgebiete wird beseitigt werden. Für Strom- und Gasunternehmen soll künftig wie für alle anderen Unternehmen das generelle Kartellverbot gelten. In Zukunft kann jeder Anbieter von Strom (und Gas) jeden Kunden über eine Direktleitung beliefern. Dazu ist einerseits ein freier Leitungsbau unverzichtbar. Andererseits geht das Wirtschaftsministerium in seinem Entwurf davon aus, daß die Netze stärker für den Zugang Dritter zu öffnen seien. Man setzt dabei auf freiwillige Vereinbarungen, die dem Netzinhaber dann Einnahmen aus der Mitbenutzung der Netze sichern sollen. Im Einzelfall kann nach Auffassung der Entwurfsverfasser auch Zwang auf marktbeherrschende Unternehmen ausgeübt werden. Die Alternative zur Lösung der Durchleitungsfrage, wie sie der Entwurf vom September 1996 vorsieht, wäre ein spezieller, gegenüber dem schon bestehenden deutlich verbesserter Durchleitungstatbestand gewesen. Dazu die amtliche Entwurfsbegündung: „Ein solcher spezieller Tatbestand hätte die Durchleitung zur Regel gemacht, da er die Gründe für eine Ablehnung der Durchleitung abschließend aufgezählt und die Beweislast hierfür dem Netzinhaber auferlegt hätte“. Diese Idee wollte sich der Entwurf nicht zu eigen machen. „Man wolle sich nicht dem Vorwurf aussetzen, der deutsche Strommarkt werde im Vergleich zu den europäischen Nachbarn wesentlich weiter geöffnet.“ Ob die vorzunehmende Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie auf einen speziellen Durchleitungstatbestand tatsächlich verzichten kann, bleibt offen.

Offen bleibt auch, in welchem Verhältnis das neue EnWG zum Stromeinspeisungsgesetz stehen soll. Schon die Pflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbarer Energie abzunehmen und zu vergüten, läßt sich mit der Deregulierung des Energiemarktes so nicht mehr aufrecht erhalten. Mit dem Wegfall der Ausschließlichkeitsverträge und Demarkationsabreden wird es keine Versorgungsgebiete mehr geben, die einem Energieversorger zuzurechnen sind und damit bleibt offen, wer zur

Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien letztlich verpflichtet ist. Eine Anpassung der Abnahmepflicht an die neuen Marktverhältnisse ist zwingend geboten, wenn man sich weiterhin zu einer Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz bekennen will.

Bei der Untersuchung, welchen Stellenwert Umweltbelange, Nachhaltigkeitsgesichtspunkte und der Einsatz erneuerbarer Energien im Entwurf zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts einnehmen, wird der Befund enttäuschen. Nach § 1 ist es Zweck des Gesetzes, im Interesse der Allgemeinheit zu einer möglichst sicheren, preisgünstigen und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas beizutragen. Inhaltsgleiche Formulierungen finden sich in § 3 (Genehmigung der Energieversorgung) und § 4 (Allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht). Weitergehende Festlegungen enthält der Entwurf nicht; die in der Richtlinie eröffneten Ermessensspielräume werden mit dem Gesetzesvorschlag nicht genutzt. Bei der Auseinandersetzung mit den geplanten Neuregelungen des Energiewirtschaftsrechts gaben die Defizite beim Bekenntnis zu erneuerbaren Energien Anlaß zu verschärfter Kritik.

In der politischen Diskussion um den Strombinnenmarkt verwies die Opposition zudem darauf, daß das Alleinabnehmersystem (Single Buyer), das auf Druck der französischen Regierung als Wahlmöglichkeit in die Stromrichtlinie eingeführt worden sei, als gleichwertiges Modell zum verhandelten Netzzugang zu betrachten sei. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) hat in Übereinstimmung mit den kommunalen Spitzenverbänden gefordert, daß die örtlichen Versorgungsunternehmen im Wettbewerb von dieser Wahlmöglichkeit der europäischen Stromrichtlinie Gebrauch machen könnten. Wenn das Alleinabnehmersystem gleichwertiges Wettbewerbsmodell sei, stehe es dem nationalen Gesetzgeber frei, aus der Wahlmöglichkeit der Richtlinie die Schlußfolgerung zu ziehen, den örtlichen Versorgungsunternehmen die Rechte und Pflichten eines Alleinabnehmers zu übertragen.¹⁰ Ihrer Ansicht nach müssen die örtlichen Stromversorger das Recht haben, als alleinige „Endverteiler“ für Strom aufzutreten (Stichwort: Single-Buyer auf kommunaler Ebene).

5. Das Wettbewerbsmodell des VKU

Der VKU selbst hat im November 1996 ein Positionspapier vorgelegt, in dem er seine grundsätzliche Kritik und die Bedenken gegen den Richtlinienentwurf der EU präzisiert. Gleichzeitig legt der VKU ein vierstufiges Wettbewerbsmodell vor, das den örtlichen Versorgungsunternehmen ausreichenden Spielraum verschaffen soll, auf vermehrten Wettbewerb zu reagieren. Eckpunkte des Modells sind die Direktleitung, die Durchleitung, das Eintrittsrecht nach

¹⁰ Vgl. Woche im Bundestag (wib) 19/96 vom 13.11.1996.

dem Alleinabnehmersystem und das Angebot des anlegbaren Preises. Nach Auffassung des VKU muß es möglich sein, den örtlichen Verteilerunternehmen die Wahl zwischen Durchleitung (NTPA) und Alleinabnehmersystem zu überlassen. Auch der Wettbewerb durch den Bau von Direktleitungen bleibt nach dem Modell möglich. Als letzte Alternative will das Modell den Energieversorgungsunternehmen die kartellrechtlich abzusichernde Möglichkeit geben, den Wettbewerbspreis zu übernehmen und als anlegbaren Preis anzubieten. Die Entscheidung über die Art und Weise der Durchführung der örtlichen Energieversorgung sollte nach der Vorstellung des VKU letztlich weitgehend den örtlichen Entscheidungsträgern überlassen bleiben.

6. Die Stellungnahme des Bundesrates zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts

Die kommunalen Belange, die über den VKU vorgetragen wurden, machen einen Großteil der Diskussion um den Gesetzesentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums aus. Doch auch die Belange des Umweltschutzes und der Ressourcenschonung finden ihren Niederschlag in der Auseinandersetzung mit dem Entwurf. In seiner Stellungnahme vom 19.12.1996¹¹ nennt der Bundesrat verschiedene Gründe, warum er nicht in der Lage ist, dem Entwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zuzustimmen. Mit Blick auf die erneuerbaren Energien bemängelt die Länderkammer zum einen, daß der Entwurf nicht die - in der EU-Richtlinie ausdrücklich eröffneten - Möglichkeiten nutzt, die Energieversorgung stärker am Ziel der Umwelt- und Ressourcenschonung auszurichten. „Der im Zielkatalog des Gesetzesentwurfs erhobene Anspruch, zu einer umweltverträglichen Energieversorgung beizutragen, wird nicht gelöst. Vielmehr gefährdet das Konzept der Bundesregierung die umweltverträgliche Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung und durch erneuerbare Energien sowie die Ansätze der integrierten Ressourcenplanung. Zu befürchten ist auch eine Aushöhlung des Stromeinspeisungsgesetzes; die Aussagen der Bundesregierung hierzu sind widersprüchlich.“¹² Zum anderen enthält der Gesetzesentwurf nach Auffassung des Bundesrates nicht die „notwendigen und nach der EU-Richtlinie möglichen Ausnahmen von der Wettbewerbsöffnung im Interesse ökologischer Zielsetzungen. Nach Auffassung des Bundesrates muß es auch künftig möglich sein, mit Hilfe von örtlichen Energiekonzepten eine sparsame und rationelle Energieverwendung, die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung wirksam zu fördern.“¹³

¹¹ BRat Drs. 806/96 vom 19.12.1996.

¹² Nr. II.6. der BRat Drs. 806/96 vom 19.12.1996.

¹³ Nr. II.7. der BRat Drs. 806/96 vom 19.12.1996.

Der Bundesrat ist der Meinung, daß im weiteren Gesetzgebungsverfahren unter anderem eine Vorrangregelung für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung getroffen werden sollte. Zudem muß es seiner Auffassung nach möglich sein, durch integrierte Ressourcenplanung und Umsetzung von Energiesparaktivitäten kostengünstig Energiedienstleistungen bereitzustellen.

7. Die Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates

Die Bundesregierung hat die Stellungnahme des Bundesrates zwischenzeitlich zur Kenntnis genommen und eine Gegenäußerung vorgelegt.¹⁴ Die Regierung bekennt sich zu dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromversorgung weiter zu erhöhen und schlägt vor, die Begriffsbestimmung zur Umweltverträglichkeit (§ 2 Abs.4)¹⁵ um folgenden Satz zu erweitern: „Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu.“ Der Vorschlag einer Vorrangregelung wird nicht aufgegriffen. Was die Kraft-Wärme-Kopplung betrifft, so müsse sich diese grundsätzlich - wie die Fernwärme - im Wettbewerb behaupten. In Bezug auf erneuerbare Energien sieht die Bundesregierung ihren Entwurf als ausreichend an. Zudem habe sie sich klar für die Erhaltung und Fortentwicklung des Stromeinspeisungsgesetzes auch im neuen Ordnungsrahmen ausgesprochen. Sie verweist darauf, daß das Stromeinspeisungsgesetz ein wichtiges Element der Politik der Bundesregierung zugunsten eines höheren Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung ist und bleibt.

Darüber hinaus erklärt die Bundesregierung, sie setze vorrangig auf eigene Anstrengungen der Stromindustrie, um einen höheren Anteil von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien zu erreichen. Auch die Selbstverpflichtungserklärungen der Strom- und Gaswirtschaft zur CO₂-Reduzierung bleiben, so die Bundesregierung, bestehen. Inhaltlich bleibt der im September vom Bundeswirtschaftsministerium vorgelegte Entwurf damit - was die Umweltaspekte betrifft - weitgehend unverändert.

8. Ausblick

Für den 17.04.1997 ist die erste Lesung des Regierungsentwurfs zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vorgesehen. Die Positionen der beteiligten politischen Kräfte zur Neu-

¹⁴ Siehe Kabinettsbeschluß vom 18.03.1997.

¹⁵ „Umweltverträglichkeit bedeutet, daß die Energieversorgung den Erfordernissen eines rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird.“

ordnung der Energiewirtschaft liegen nach wie vor weit auseinander. Es ist abzusehen, daß der Entwurf in seiner derzeitigen Form das Gesetzgebungsverfahren nicht ohne weiteres passieren wird. Einerseits werden von seiten der Opposition Gegenvorschläge zu erwarten sein, andererseits gilt es als sicher, daß die Länder über den Bundesrat ihre Zustimmung zu den geplanten Neuregelungen verweigern. Um eine sach- und fristgerechte Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie durchführen zu können, wird es unumgänglich sein, den vorliegenden Gesetzesentwurf nachzubessern. Noch bleibt offen, wie umfassend mögliche „Kurskorrekturen“ ausfallen und an welchen Punkten Änderungen vorgenommen werden. Daß die Anwendung erneuerbarer Energien und die rationelle Energienutzung zukunftsweisende Strategien für die deutsche Energiepolitik darstellen, steht außer Zweifel. Es erscheint daher durchaus gerechtfertigt, bei der Neuordnung der Energiewirtschaft deutliche Akzente zugunsten erneuerbarer Energien zu setzen und deren weitere Anwendung stärker als bislang vorgesehen zu fördern.

Aktionsprogramm zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung in Deutschland

Helmuth-M. Groscurth und Wolfgang Bräuer

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim

Zusammenfassung: Es wird ein Aktionsprogramm skizziert, mit dessen Hilfe der Anteil erneuerbarer Energiequellen an der Deckung des Stromverbrauchs in Deutschland innerhalb von 10 Jahren auf 10 Prozent erhöht werden soll. Die erforderlichen Stromlieferungen sollen öffentlich ausgeschrieben und an den günstigsten Anbieter vergeben werden. Die Differenz zwischen den Stromgestehungskosten aus konventionellen und erneuerbaren Quellen soll durch Abgaben, allgemeine Haushaltsmittel und / oder freiwillige Beiträge ausgeglichen werden.

Vorbemerkung: Dieser Vorschlag konzentriert sich auf die Stromversorgung, weil dort im Rahmen der Deregulierung erhebliche Umwälzung bevorstehen, bei denen Umweltschutzgesichtspunkte unbedingt berücksichtigt werden sollten. Es handelt sich um einen überschaubaren, gut abgrenzbaren Bereich mit einer begrenzten Anzahl von Akteuren. Er erscheint uns daher gut geeignet, eine Vorreiterrolle zu übernehmen, zumal es hier bereits eine Reihe aufgeschlossener Akteure gibt. Um die unten beschriebenen Klimaschutzziele zu erreichen, müssen ähnliche Anstrengungen jedoch auch bei der Wärmebereitstellung und im Verkehr unternommen werden. Außerdem müssen neben der Energieversorgung auch die rationelle Energienutzung und die Energieeinsparung berücksichtigt werden.

1. Handlungsbedarf

Die Gefährdung des Klimas durch den unkontrollierten Ausstoß von Treibhausgasen, insbesondere Kohlendioxid (CO_2), und mögliche Gegenmaßnahmen sind in zahlreichen Stellungnahmen wissenschaftlicher und politischer Organisationen dargestellt worden. An dieser Stelle seien beispielhaft genannt die Enquete-Kommissionen des Deutschen Bundestages (1990 und 1995), das Europaparlament (1996), die Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG, 1995) und das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 1991 und 1996). Seitens der Wissenschaft wird eine Reduzierung der CO_2 -Emissionen in den Industrieländern um 80% bis zum Jahr 2050 für erforderlich gehalten. Die Bundesregierung hat darauf reagiert und eine Reduzierung um 25% bis 2005 zum Ziel erklärt. Da dieses Ziel nicht allein durch die

ohnehin stattfindende Erhöhung der Energieproduktivität erreicht werden wird, ist baldiges entschlossenes Handeln zur Veränderung des Energieträgereinsatzes dringend geboten. Um das langfristige Reduktionsziel erreichen zu können, müssen bereits heute Optionen geschaffen werden, die es erlauben, über das Zwischenziel für das Jahr 2005 hinauszugehen.

Eine solche Vorsorgemaßnahme würde gleichzeitig wichtige Beiträge zur Schonung knapper Ressourcen und zur Sicherung des lebensnotwendigen Wissensvorsprunges der exportorientierten deutschen Wirtschaft leisten.

2. Zielsetzung

Mit dem hier skizzierten Aktionsprogramm sollen

- Impulse für die Entwicklung hin zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft gegeben werden
- sowie nachhaltige, ausbaufähige und in Zukunft möglichst selbsttragende Optionen für die Stromerzeugung eröffnet werden, die mit den Regeln einer deregulierten Energiewirtschaft vereinbar sind.

Schwerpunkte sind dabei die Reduzierung der CO₂-Emissionen und die Förderung von Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen, die für eine langfristige Lösung des Umweltproblems benötigt werden.

Deshalb zielt das Aktionsprogramm darauf, den Anteil erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung in Deutschland innerhalb von 10 Jahren auf 10% zu erhöhen. Diese Zielsetzung bezieht sich auf die Summe aller in Frage kommenden erneuerbaren Energiequellen, d.h. Windenergie, Biomassenutzung, Wasserkraft, Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung.

In einem wissenschaftlichen Begleitprogramm

- sollen verlässliche Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien gewonnen werden,
- soll untersucht werden, welche Auswirkungen die Umstellung auf eine nachhaltige Energiewirtschaft auf den Arbeitsmarkt und andere gesamtwirtschaftliche Parameter hat,

- und es soll nachgewiesen werden, wie hoch die gesichert zur Verfügung stehende Kapazität aus erneuerbaren Energiequellen ist und wieviel Reserveleistung aus anderen Quellen bei einem weiteren Ausbau vorgehalten werden muß.

	Installierte Leistung [GW]	Stromerzeugung [GWh]	Anteil
Wasserkraft	8,2 ¹	18.000	4,3 %
Windenergie	0,8 ²	900 ²	0,2 %
Biomasse	0,3	500	0,1 %
Photovoltaik	0,012	5	0,001 %
Solar-thermische Stromerzeugung	0	0	0 %
Kernkraft	22,5	142.000	33,6 %
Fossile Energie	68,4	260.000	61,7 %
Summe		≈ 421.000	

¹ Einschließlich Pumpspeicherwerke.
1996).

² Werte für 1995: 1,3 GW – 2500 GWh (DEWI,

Tabelle 1: Anteile der Energiequellen an der Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahre 1994 [Schiffer, 1995].

3. Gegenwärtige Situation in der Stromwirtschaft

Mit Ausnahme der Wasserkraft tragen die Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien heute weniger als 1% zur Deckung der Stromnachfrage bei (Tabelle 1). Derzeit nimmt bei den Planungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) die Vorbereitung auf die nationale und EU-weite Deregulierung der Energiemärkte den meisten Raum ein. Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird im Rahmen von Pilotprojekten erforscht und interessierten Kunden auch kommerziell angeboten. Konkrete Planungen, seine Nutzung in dem hier diskutierten Maße auszubauen, gibt es nicht. Begründet wird dies mit den hohen Kosten der einschlägigen Techniken. Gleichzeitig wird betont, daß die EVUs grundsätzlich bereit sind, Strom aus allen denkbaren Energiequellen anzubieten, wenn dies für sie betriebswirtschaftlich rentabel ist und eine ausreichende Nachfrage besteht.

Fragen des Umweltschutzes stehen bei den EVUs als Wirtschaftsunternehmen nicht im Vordergrund. Der aus betriebswirtschaftlichen Gründen erforderliche technische Fortschritt wird

jedoch auch in Zukunft zu einer Entlastung der Umwelt beitragen. Dies wird aber nicht ausreichen, um die CO₂-Emissionen im erforderlichen Umfang zu reduzieren.

4. Technische Optionen und ihre Kosten

Zahlreiche Studien haben gezeigt, daß erneuerbare Energiequellen einen erheblichen Beitrag zur Energieversorgung leisten können, auch wenn die Zahlen im einzelnen weit auseinander gehen (vgl. dazu z.B. Kaltschmitt und Wiese, 1995; Reetz und Lehmann 1996; Matthies et al., 1995; G. Altner et al., 1995). Trotz der großen Potentiale stellen die im Rahmen des Aktionsprogramms angestrebten Zubauraten wegen der geringen Anfangsniveaus eine Herausforderung dar.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist Strom aus erneuerbaren Energiequellen – trotz deutlicher Fortschritte bei der Reduzierung der Gestehungskosten – heute im Mittel noch teurer als derjenige aus fossilen und nuklearen Energieträgern. Die jüngsten Erfolge der Windenergie zeigen jedoch, daß es auch in Deutschland bereits Bereiche gibt, in denen sich neue Energietechniken durchsetzen können, wenn geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden.

		Programmstart [Pf/kWh]	Programmmende [Pf/kWh]
Wasserkraft	in Deutschland	20	20
	Import	6	6
Windenergie	on-shore	17	13
	off-shore	22	18
Biomasse		20	15
Photovoltaik	in Deutschland	150	80
		80	45
	in Südeuropa		
Solar-thermische Stromerzeugung *		20	15
<hr/>			
Zum Vergleich: Konventionelle Stromerzeugung aus neuen Kraftwerken		≥ 11	≥ 20

* in Hybridkraftwerken (solarer Anteil: 50%) in Südeuropa.

Basis: Mohr 1996; Stromthemen 9/1996; Kaltschmitt und Wiese, 1995; Schiffer, 1995; Altner et al., 1995.

Tabelle 2: Maximal zulässige Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Aktionsprogramm.

Da die Kostenschätzungen ebenfalls stark divergieren, werden in Tabelle 2 lediglich Obergrenzen angegeben, bis zu denen die jeweiligen Techniken im hier diskutierten Aktionsprogramm berücksichtigt werden. Die reduzierten Werte für das Programmende sind dabei als Abschätzungen zu verstehen, die im Programmablauf nach den jeweiligen Erfordernissen angepasst werden sollten.

5. Ordnungspolitische Handlungsmöglichkeiten

Umweltschutz gehört, genau wie die soziale Sicherung oder die äußere Sicherheit, zu den Vorsorgeaufgaben des Staates. Diese Aufgaben werden von Märkten allein nicht wahrgenommen, weil die Bildung von Preisen für die entsprechenden Güter wegen fehlender Eigentumsrechte nicht möglich ist. In einer demokratischen Gesellschaft haben daher die gewählten Vertreter des Volkes das Recht und die Pflicht, Regeln zu definieren, die die Wahrnehmung der genannten Aufgaben sicherstellen. Sie haben dies bisher getan, indem sie beispielsweise Steuern erhoben haben, um eine Armee zu finanzieren, oder indem sie Gesetze zur Einführung von Kranken- und Rentenversicherungen erlassen haben. Diese Eingriffe in das „freie“ Funktionieren des Marktes sind heute selbstverständlich und ihre Berechtigung wird – abgesehen von Auseinandersetzungen um ihren Umfang – allgemein akzeptiert. In diesem Sinne sind auch Regeln zur Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen der Menschheit dem Funktionieren der Märkte übergeordnet und bedürfen keiner grundsätzlichen Legitimation. Strittig können allenfalls konkrete Zielsetzung, Umfang und Art von derartigen Maßnahmen sein.

Im Rahmen der *Ordnungspolitik* stehen dem Gesetzgeber verschiedene Kategorien von Maßnahmen zur Verfügung. Im wesentlichen ist dabei zu unterscheiden zwischen den Ver- und Geboten des *Ordnungsrechts* und *marktwirtschaftlichen Instrumenten*. Der Einsatz des Ordnungsrechts zur direkten Verhaltenssteuerung hat vor allem dann seine Berechtigung, wenn es um die Abwehr schwerwiegender akuter Gefahren geht, wie dies etwa bei der Bedrohung der Ozonschicht durch die Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) der Fall war. Wenn jedoch die Ziele in Form von Bandbreiten formuliert sind und sich ihre Umsetzung über einen längeren Zeitraum verteilt, können marktwirtschaftliche Anreize von Vorteil sein, die das Verhalten der Akteure indirekt beeinflussen. Diese Anreize können negativer Art sein, etwa durch die Verteuerung von umweltschädigendem Verhalten, oder positiver Art durch finanzielle Belohnung von umweltfreundlichem Verhalten.

Die Umweltpolitik hat sich bisher vor allem darauf gestützt, Ver- und Gebote zu erlassen, etwa im Rahmen der Großfeuerungsanlagenverordnung oder der Wärmeschutzverordnung. Zusätzlich wurden einzelne Umweltschutztechniken subventioniert. Dabei besteht jedoch die Gefahr ineffizient zu handeln, wenn lediglich die Investition, nicht aber das Funktionieren der erstellten Anlage, die Grundlage dafür bildet, finanzielle Unterstützung zu erhalten. Die entsprechende Umstellung der Förderung im Rahmen des 250 MW Windenergieprogramms

war ein Grundpfeiler für den gegenwärtigen Erfolg dieser Technologie. Außerdem kann die direkte Unterstützung einer bestimmten Technik die Entwicklung alternativer und vielleicht besserer Ansätze behindern.

Die Kosten einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen können im Rahmen des Vorsorgeprinzips als eine Art Versicherungsbeitrag gegen schädliche Umweltwirkungen aufgefaßt werden. Aufzubringen sind sie entweder von allen Schutzsuchenden oder – im Sinne einer Haftpflichtversicherung – von den Verursachern, also den Nutzern konventioneller Energiequellen.

Bestimmte Nutzungsraten vorzuschreiben und entsprechende Strompreiserhöhungen zuzulassen würde diesem Prinzip entsprechen. Ein solches Vorgehen hat aber den Nachteil, daß kein Wettbewerb um die kostengünstigste Lösung stattfindet und daß sich Verzerrungen im internationalen Wettbewerb ergeben. Weiter ist es möglich, den jeweiligen Produzenten Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu Preisen abzunehmen, die die Erzeugung betriebswirtschaftlich interessant machen. Diesen Weg geht das Stromeinspeisungsgesetz. Es bewirkt jedoch in seiner jetzigen Konstruktion sehr unterschiedliche Belastungen der EVUs in den einzelnen Regionen Deutschlands, die nicht gerechtfertigt sind. Weiter kann es zu Wettbewerbsverzerrungen gegenüber ausländischen Anbietern führen.

Vor diesem Hintergrund verbindet der im folgenden beschriebene Umsetzungsvorschlag für das Aktionsprogramm ordnungsrechtliche und wettbewerbliche Elemente. Er lehnt sich an die britische „Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)“ an. Diese sieht vor, daß die gewünschten Mengen an Strom aus erneuerbaren Quellen öffentlich ausgeschrieben und an die günstigsten Anbieter zu garantierten Abnahmepreisen vergeben werden. Diese sind so bemessen, daß der Anbieter einen Gewinn macht, wenn er sein Angebot einhalten kann. Er kann diesen vergrößern, wenn er bessere Leistungen erbringt. Zu große Gewinnmargen werden durch den Wettbewerb verhindert. Dieses Vorgehen hat zudem den Vorteil, daß der Zubau in kontrollierten Bahnen abläuft und Planungssicherheit für Anbieter und EVUs geschaffen wird.

6. Aktionsprogramm „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“

6.1. Ziele

1. Der Anteil erneuerbarer Energiequellen an der Deckung des Stromverbrauchs in Deutschland soll innerhalb von 10 Jahren auf 10 Prozent erhöht werden. Als Basis wird der Stromverbrauch am Ende der Laufzeit herangezogen. Wenn der Stromverbrauch insgesamt steigt, muß somit auch mehr Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden. Dadurch gibt das Programm indirekt auch einen Anreiz zur Einsparung von Strom.

2. Zugelassen sind folgende Energiequellen: Wasserkraft, Windenergie, Biomasse (einschließlich rein organischer Abfälle, jedoch ohne unsortierten Hausmüll), Photovoltaik, solar-thermische Stromerzeugung. Der Import von Strom, der aus diesen Quellen gewonnen wird, sowie „Joint Implementation“ Projekte sind in begrenztem Umfang gestattet (s.u.).
3. Die Auswahl der jeweiligen Techniken soll soweit wie möglich dem Markt überlassen werden. Jedoch werden obere und untere Grenzen für die einzelnen Techniken festgelegt, um dem Ziel, mehrere Optionen zu schaffen, gerecht zu werden (vgl. Tabelle 3).

6.1.1. Anmerkungen

Die Einführung von *Bandbreiten* soll sicherstellen, daß keine der geförderten Techniken den Löwenanteil der Förderung an sich bindet und daß keine Technik leer ausgeht. Da die Bandbreiten relativ weit gefaßt sind, sollte es möglich sein, einen Konsens unter den Befürwortern der einzelnen Techniken herzustellen.

Für die *Windenergie* ergibt sich bei konstanter Stromnachfrage ein Beitrag von 3% in 10 Jah-

	Geforderter Mindestbeitrag	Zulässige Obergrenze
Wasserkraft in Deutschland	0,6 %	2,5 %
Import	0 %	
Windenergie	1,2 %	2,5 %
Biomasse *	1,2 %	2,5 %
Photovoltaik in Deutschland	0,03 %	2,5 %
Südeuropa	0,03 %	
Solar-thermische Stromerzeugung *	0,6 %	2,5 %

* Bei Hybridanlagen wird nur der Stromanteil aus erneuerbaren Quellen angerechnet.

Tabelle 3: Bandbreiten für den zusätzlichen Beitrag erneuerbarer Energiequellen an der Deckung des Stromverbrauchs in Deutschland im Rahmen des Aktionsprogramms.

ren, wenn pro Jahr Anlagen mit einer Gesamtleistung von 500 MW installiert werden, wie dies bereits 1995 geschah. Allerdings dürften die Küsten- und Binnenlandstandorte für einen derartigen Ausbau nicht ausreichen. Deshalb muß auch auf sogenannte „Off-shore“ Anlagen zurückgegriffen werden. Dafür fehlen allerdings noch einige Rahmenbedingungen wie effiziente Genehmigungsrichtlinien und geeignete Netzanbindungsstrategien.

Große *Wasserkraftanlagen* lassen sich in Deutschland wegen ökologischer Bedenken nicht mehr in nennenswertem Umfang installieren. Denkbar ist jedoch der Zubau kleiner Anlagen mit einer Leistung unter 10 MW, die Steigerung des Nutzungsgrades alter Anlagen sowie der Stromimport beispielsweise aus Skandinavien.

Solar-thermische Kraftwerke können sinnvollerweise nur in Südeuropa oder Nordafrika installiert werden. Der dort erzeugte Strom kann über bestehende Leitungen nach Deutschland transportiert werden. Aus technischen und politischen Überlegungen heraus könnte die Einbindung dieser Anlagen in das Aktionsprogramm jedoch auch im Rahmen von sog. „Joint Implementation“ Projekten erfolgen. Dabei werden die mit Hilfe deutscher Investitionen im Ausland erzeugten Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen analog zur inländischen Produktion gefördert. Stand der Technik sind Hybridanlagen, bei denen fossile Feuerung und solare Komponenten zusammenwirken um die Verfügbarkeit des Kraftwerks zu erhöhen und somit die Kosten zu senken. Derartige Anlagen werden zugelassen, jedoch ist ein solarer Mindestanteil vorzuschreiben, der während der Programmlaufzeit angepaßt werden kann. Darüber hinaus ist darauf zu achten, daß tatsächlich Emissionsminderungen gegenüber einem definierten fossil betriebenen Referenzkraftwerk erzielt werden.

Photovoltaische Anlagen können sowohl dezentral in Deutschland als auch zentral in Südeuropa installiert werden. Wegen der hohen Kosten dürfte aber von dieser Option unter den unten beschriebenen Bedingungen des Aktionsprogramms über den Mindestbeitrag hinaus wenig Gebrauch gemacht werden. Zu überlegen ist auch die Einbeziehung von Inselnetzen in Entwicklungsländern im Rahmen von Joint-Implementation Projekten.

Stromerzeugung aus *Biomasse* wird meist im Rahmen von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stattfinden. Die Zufeuerung von Biomasse in konventionellen Kraftwerken ist zugelassen und wird anteilig zugerechnet. Dies ist sinnvoll, weil hier wertvolle Erfahrungen für die anspruchsvolle Prozeßführung von Biomasseanlagen gewonnen werden können. Der Anteil der Anlagen mit Zufeuerung wird auf 50% der gesamten Kapazität an Biomasseanlagen beschränkt.

Qualität, Wirtschaftlichkeit und kumulierte Kapazitätseffekte der im Rahmen des Aktionsprogramms installierten Techniken sowie die Auswirkungen des Aktionsprogramms auf den Arbeitsmarkt sollen durch ein wissenschaftliches Begleitprogramm untersucht werden.

6.2. Umsetzung

1. Die Lieferung der erforderlichen Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen wird anhand eines noch zu erstellenden Zeitplans jährlich ausgeschrieben. Dieser ist so zu gestalten, daß die Erfahrungen der vorhergehenden Runden genutzt werden können. Ausschreibung und Auswahl werden von einer oder mehreren unabhängigen Institutionen durchge-

führt. Dies könnten beispielsweise die Betreiber der Stromnetze, staatliche Stellen wie die Wirtschaftsministerien der Länder oder Energieagenturen sein.

2. Die Ausschreibung ist offen für alle Anbieter. *Die Netzbetreiber werden verpflichtet, den erzeugten Strom zu jeder Zeit abzunehmen.* Diese Vorrangregelung ist in der Europäischen Richtlinie vorgesehen, bislang aber nicht in den Entwurf des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes übernommen worden. Abweichungen können allerdings im gegenseitigen Einvernehmen vertraglich vereinbart werden. Eine Regelung für die Kosten der Netzanbindung ist unbedingt erforderlich, wie das Beispiel der Windenergie in Dänemark zeigt.
3. Den Zuschlag erhalten die Anbieter mit den günstigsten Angeboten unter Berücksichtigung der in Tabelle 3 definierten Bandbreiten. Die Anbieter erhalten einen Liefervertrag über 10 bis 15 Jahre mit garantierten Abnahmepreisen vorbehaltlich der Genehmigung der Anlage durch die zuständigen Behörden. Als Begleitmaßnahme sollten diese Genehmigungsverfahren vereinfacht werden. Die Inbetriebnahme der Anlage muß innerhalb einer Frist von 18 Monaten nach Vertragsabschluß erfolgen. Nach Ablauf der Garantiefrist kann die Anlage zu Marktbedingungen weiterbetrieben werden.
4. Die Differenz zwischen den mittleren Stromgestehungskosten des konventionellen Kraftwerksparks und den Abnahmepreisen dieser Lieferverträge ist durch ein geeignetes Verfahren auszugleichen (s.u.). Das Verfahren zur Ermittlung der vermiedenen konventionellen Stromgestehungskosten ist noch festzulegen. Denkbare wäre, auf der Grundlage der Verbändevereinbarung zu beginnen, für jede Technologie die mittleren Kapazitätseffekte jeder Ausschreibungsrunde zu ermitteln und in späteren Runden entsprechend zu berücksichtigen. Zusätzlich sollte die Einführung zeitvariabler Abnahmepreise überdacht werden. Um die Programmkosten zu begrenzen, werden für jede Technik maximale Gestehungskosten je Kilowattstunde festgelegt. Die in Tabelle 2 genannten Werte wurden in Gesprächen, die die Autoren mit Experten für die einzelnen Techniken geführt haben, gewonnen.
5. *Die Versorgungsgebiete der Netzbetreiber bilden die regionale Abgrenzung für die Ausschreibung.* Für jedes Gebiet gelten zunächst die bundesweiten Vorgaben. Diese können jedoch durch Absprachen der Netzbetreiber oder einen Handel mit geeigneten Zertifikaten verändert werden, solange die bundesweiten Vorgaben eingehalten werden.

6.3. Kosten

Da sich das Wirken der Marktkräfte nicht vorhersagen läßt, kann für die Kosten des Aktionsprogramms nur eine Obergrenze angegeben werden. Bei einem Erfolg des Programms sollte diese jedoch weit unterschritten werden.

Angenommener Stromverbrauch in Deutschland:

450 TWh/a

Zusätzlich aus erneuerbaren Energiequellen gewonnener Strom (Zielwert):

6% =

27 TWh/a

Energiequelle		Anteil am Aktions- programm *	Anteil an der Strom- erzeugung	Erzeugte elektrische Energie TWh/a	Vollast- stunden h/a	Benötigte installierte Leistung GW	Stromgestehungskosten			Kosten***	
							START Pf/kWh	START+10 Pf/kWh	Mittel** Pf/kWh	START+10 Mio. DM/a	Anteile
Wasserkraft	in Deutschland	10%	0,60%	2,7	4000	0,68	20	20	20	540	13%
	Import	10%	0,60%	2,7	5000	0,54	6	6	6	162	4%
Windenergie	on-shore	20%	1,20%	5,4	2500	2,16	16	13	14	743	17%
	off-shore	10%	0,60%	2,7	3200	0,84	22	18	19	513	12%
Biomasse		29%	1,74%	7,83	5000	1,57	20	15	16	1272	30%
Photovoltaik	in Deutschland	0,50%	0,03%	0,14	900	0,15	150	80	98	132	3%
	Süd-EU	0,50%	0,03%	0,14	1500	0,09	80	45	54	73	2%
Solar-thermische Stromerzeugung	Süd-EU, hybrid	20%	1,20%	5,4	2500	2,16	20	15	16	878	20%
SUMME		100%	6,00%	27		8,18				4312	100%

- * : plausible gewählte Anteile, keine Vorhersagen!
 ** : gewichteter Mittelwert: 25% START, 75% START+10
 *** : Kosten nach 10 Jahren, auf der Basis der gemittelten spezifischen Kosten

Finanzierung bei vollem Ausbau nach 10 Jahren

Maximale mittlere spezifische Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen	Pf/kWh	16			
Vermiedene spezifische Kosten für Strom aus konventionellen Quellen	Pf/kWh		10	8	6
Verbleibender maximaler gesamter Finanzierungsbedarf	Mio. DM/a		1600	2150	2700
Verbleibender maximaler spezifischer Finanzierungsbedarf	Pf/kWh		6	8	10
Maximal benötigter Aufschlag auf den gesamten Stromverbrauch	Pf/kWh		0,36	0,48	0,6
Anteil der Letztverbraucher		35%			
Maximal benötigter Aufschlag auf den Stromverbrauch der Letztverbraucher	Pf/kWh		1	1,4	1,7

Schräg gestellte Zahlenwerte sind berechnet, solche im Normaldruck exogen vorgegeben.

Tabelle 4: Beispielrechnung zum Aktionsprogramm

Tabelle 4 zeigt eine *Beispielrechnung* auf der Basis der höchstens zugelassenen Stromgestehungskosten (Tabelle 2) und der in Tabelle 3 definierten Bandbreiten. Diese Rechnung stellt keine Vorhersage des Programmverlaufs dar, sondern versucht anhand plausibler Annahmen die Größenordnung der Programmkosten zu ermitteln.

Die Anteil der Techniken am Aktionsprogramm wurden so gewählt, daß Windenergie und Biomasse als die billigsten Techniken die größten Anteile erhalten. Es folgen Wasserkraft und solar-thermische Stromerzeugung. Die Photovoltaik schöpft lediglich ihre Mindestmenge aus. Weiter wurde angenommen, daß die Kostenobergrenzen im Programmverlauf tatsächlich auf die in Tabelle 2 genannten Werte sinken. Da die Zahl der vergebenen Verträge eher exponentiell als linear anwachsen wird, wurde ein Mittelwert der maximalen Kosten gebildet, der den Startwert mit 25% und den Endwert mit 75% gewichtet.

Über den Programmverlauf und alle Techniken gemittelt ergibt sich für die Kostenobergrenze ein Wert von 16 Pf/kWh. Im Endausbau ergeben sich bei einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen von 27 TWh/a Gestehungskosten von 4,3 Mrd. DM pro Jahr. Davon sind die bei der konventionellen Stromerzeugung vermiedenen Kosten abzuziehen. Kosten in dieser Höhe fallen aber erst im zehnten Jahr an. In den Jahren davor erhöhen sie sich kontinuierlich, im einfachsten Fall um ein Zehntel der Endsumme pro Jahr.

6.4. Finanzierung

Zu fördern ist die Differenz zwischen den Gestehungskosten von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und konventionell erzeugtem Strom. Ihre Höhe richtet sich nach den vermiedenen Kosten bei den EVUs. Die maximal erforderliche Förderung beträgt

- 3,2 Mrd. DM pro Jahr oder 12 Pf/kWh bei vermiedenen Kosten von 4 Pf/kWh bzw.
- 1,6 Mrd. DM pro Jahr oder 6 Pf/kWh bei vermiedenen Kosten von 10 Pf/kWh.

Die Finanzierung des Aktionsprogramms kann sich aus einer oder mehrerer der folgenden Quellen speisen:

- Allgemeine Haushaltsmittel des Bundes. Eine solche Lösung ist bei der derzeitigen Lage der öffentlichen Haushalte kaum denkbar.
- Aufschlag auf den Stromverbrauch aller Verbraucher. Im Endausbau nach 10 Jahren liegen die notwendigen Abgaben in der Größenordnung von
 - 0,36 Pf/kWh bei vermiedenen Kosten von 4 Pf/kWh und bei
 - 0,72 Pf/kWh bei vermiedenen Kosten von 10 Pf/kWh.

- Aufschlag auf den Stromverbrauch der privater Haushalte und öffentlicher Einrichtungen. Im Endausbau nach 10 Jahren liegen die notwendigen Abgaben in der Größenordnung von
 - 1 Pf/kWh bei vermiedenen Kosten von 10 Pf/kWh und bei
 - 2 Pf/kWh bei vermiedenen Kosten von 4 Pf/kWh.
- Erhöhung der Mehrwertsteuer auf Strom auf 19-23%.
- Zusätzliche, freiwillige Zahlungen von Nutzern, die gleichzeitig zur proportionalen Erhöhung des Zielwertes führen („Grüner Strom“). Dies sollte auch Industrieunternehmen angeboten werden, die im Gegenzug ein Umweltsiegel erhalten, das sie für Werbezwecke einsetzen dürfen.

6.5. Schlußbemerkungen

Um den Verwaltungsaufwand und den staatlichen Regulierungsaufwand möglichst gering zu halten, ist folgende Regelung denkbar. Die Pflicht zur Erfüllung der im Aktionsprogramm vorgegebenen Quote für erneuerbare Energiequellen wird dem oder den Netzbetreibern auferlegt. Gleichzeitig wird ihnen gestattet zur Deckung der Mehrkosten einen Aufschlag auf das Durchleitungsentgelt zu erheben. Dazu wäre es allerdings erforderlich, die Trennung von Netzbetreibern und Stromerzeugern weiter zu treiben als dies im Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes bislang vorgesehen ist. Der staatliche Regulierungsbedarf beschränkt sich dann auf die Vorrangregelung für die Einspeisung, die Festlegung der Bandbreiten für die Techniken und eventuelle eine Aufsichtsfunktion.

Der Aufwand für die Durchführung des Ausschreibungsverfahrens ist sicher nicht vernachlässigbar. Andererseits erscheint uns dieses Verfahren als das effizienteste Mittel, die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie zu senken. Dies gibt selbst dann, wenn die Kosten der Ausschreibung auf die schließlich geförderten Verträge umgelegt werden.

Der Vorteile des Ausschreibungsverfahrens gegenüber eine festen Einspeisevergütung liegt darin, daß die Preisbildung dem Wettbewerb überlassen bleibt und nicht in Expertengremien ausgehandelt werden muß.

Quellen

Altner, G., H.-P. Dürr, G. Michelsen und J. Nitsch, 1995. Zukünftige Energiepolitik. Economica Verlag, Bonn.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft, 1996. Energiedaten 1995 (EDV-Version), Bonn.

DEWI-Magazin, Nr. 9/1996, S. 15ff.

DPG – Deutsche Physikalische Gesellschaft, 1995. Energiememorandum 1995, Bad Honnef.

Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Schutz der Erdatmosphäre“, 1991 und 1995. Abschlußberichte, Bonn.

Europaparlament, 1996. Bericht über einen Aktionsplan der Gemeinschaft für erneuerbare Energiequellen, Berichterstatter: MdEP P.M. Mombauer.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 1991 und 1996. Letzte Veröffentlichung: Climate Change 1995. 3 Bände, Cambridge University Press.

IZE – Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft, 1994. Energiewirtschaft kurz und bündig, Ausgabe 1994, Frankfurt.

Kaltschmitt, M., und A. Wiese (Hrsg.), 1995. Erneuerbare Energien, Springer, Heidelberg.

Matthies, H.G., C. Nath, T.E. Schellin, A.D. Garrad, M.A. Wastling, D.C. Quarton, J. Wei, M. Scherweit, T. Siebers, 1995. Study of Offshore Wind Energy in the EC. Verlag Natürliche Energie, Brekendorf.

Mohr, H., private Kommunikation, 1996.

Reetz, T., und H. Lehmann, 1996. Abschätzung der EU-weiten Potentiale erneuerbarer Energien. In: The LTI Research Team, Abschlußbericht des EU-APAS Forschungsprojektes „Long-Term Integration of Renewable Energies into the European Energy System“ (DG XII, RENA-CT94-0041), Mannheim.

Schiffer, H.-W., 1995. Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland. TÜV Rheinland, Köln.

Stromthemen, Ausgabe 9/1996, S. 4-5.

WINKRA-RECOM (Hrsg.), 1995. Tagungsband: Deutscher Kongreß erneuerbare Energien '95. 3.-7.4.95, Hannover.

Schlußfolgerungen

Klaus Schultze¹, Jürgen-Friedrich Hake²

¹Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft,

²Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe
Systemforschung und Technologische Entwicklung

Das DPG-Memorandum bildete die Grundlage für den Workshop. In ihm wird ein regenerativer Stromerzeugungsanteil von 10% bis zum Jahr 2010 bzw. 30% bis zum Jahr 2030 gefordert. Ausgehend von der Hypothese, daß diese Forderungen erreichbar sind, wurden folgende Fragen diskutiert:

- Wie sind die regenerativen Energieträger innerhalb des vernetzten gesamten Energiesystems zu bewerten?
- Welche Techniken stehen zur Verfügung und wie sind deren Entwicklungspotentiale einzuschätzen?
- Zur forcierten Markteinführung bestehen ordnungspolitische Optionen sowie die Möglichkeiten von Aktionsprogrammen. Wie können diese aussehen?

Die Aussagen der Vorträge und der Inhalt des Aktionsprogramms wurden auf dem Workshop über mehrere Stunden beraten, bis die Möglichkeiten zur Umsetzung des Programms in praktische Politik unter engagierter Beteiligung mehrerer Umwelt- und Energiepolitiker aus dem Bundestag zur Sprache kamen. Dies letztere Rundgespräch über die politischen Aspekte wurde von Herrn Prof. Treusch, dem Vorstandsvorsitzenden des Forschungszentrums Jülich, der z.Zt. auch Vorsitzender des Senats der Helmholtzgemeinschaft ist, moderiert.

Nur jemand, der die lange Vorbereitung des Workshops nicht miterlebt hatte, konnte über das Ausmaß der Übereinstimmung unter den Diskussionsteilnehmern überrascht sein. Der Rahmen der Sachdiskussion war einschließlich vieler Kernaussagen durch die lange Arbeit der Enquetekommission des Deutschen Bundestages "Schutz der Erdatmosphäre" und die zugehörigen Gutachten ohnehin vorgegeben. Außerdem hatte ein Teil der Redner schon ein gutes Jahr vorher an einem vorbereitenden Workshop des Arbeitskreises Energie teilgenommen und war mit den Organisatoren in Kontakt geblieben. Dementsprechend war es die Aufgabe des neuen Workshops, die bisherigen Aussagen über erneuerbare Energien in der Stromversorgung zu aktualisieren und zu ergänzen. Die Überblicksvorträge waren ebenso dicht wie präzise.

In einigen Punkten wäre eine ausgesprochen kontroverse Diskussion denkbar gewesen. Dazu gehörten die zukünftigen quantitativen Perspektiven von Off-Shore Windanlagen und von Solarstrom im allgemeinen bzw. von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken im besonderen. Schließlich sind die Forschungsmittel in Deutschland - integriert über diese Branchen der erneuerbaren Energien - zu knapp und das Verharren im Status Quo an vielen Stellen spürbar. Aber es wurde von allen Teilnehmern akzeptiert, daß die Gewichtung von Forschungsaktivitäten ausgeklammert werden mußte, um sich auf die Prioritäten bei der Markteinführung zu einem quantitativen Zehn-Prozent-Beitrag der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010 in der Stromwirtschaft konzentrieren zu können.

Der Abstand der einzelnen Techniken von der Wirtschaftlichkeit wurde besonders im Hinblick auf die Unsicherheiten in der Entwicklung des europäischen Strommarktes betrachtet und bewertet.

Die Deregulierung im europäischen Rahmen wird aufs Ganze gesehen mittelfristig zu einer Senkung der Strompreise führen. Das ist auch so gewollt, um die Industriestandorte in Europa zu stärken. Von einer Preisanhebung darf man also eine Stärkung der erneuerbaren Energien nicht erwarten. Andererseits gibt es - übrigens in Einklang mit Aussagen der Bayerischen Staatsregierung - die Empfehlung des Europäischen Parlaments, alle Vorkehrungen zu treffen, damit bis zum Jahre 2010 zehn Prozent unseres heutigen Energiebedarfs durch ein neues Angebot an erneuerbaren Energiequellen gedeckt bzw. ersetzt werden können. Dementsprechend beziehen sich die Vorschläge aus Brüssel zu diesem Thema nicht auf eine allgemeine Preispolitik, sondern auf flankierende Maßnahmen, wie Frau Dr. Bergmann (ZEW, Mannheim) in ihrem Vortrag erläutert hat. Die Politik muß also und wird auch im Rahmen der zukünftigen europäischen Richtlinien für die Stromwirtschaft solche Maßnahmen definieren. Deutschland wäre gut beraten, wenn hier frühzeitig eine Marktführerschaft auf den verschiedenen Sparten der neuen Technologien durch politische Rahmenbedingungen für eine wirksame Markteinführung ermöglicht würde.

Um die DPG-Forderung realisieren zu können, benötigt man geschützte Marktbereiche für diese Technologien - und das mittelfristig. Dabei muß sich wohl die Art und Weise, wie ein Bereich geschützt wird, im Laufe der Zeit ändern oder wenigstens ändern können. Die Diskussion um das Einspeisegesetz zeigt das. Perfekte ökonomische Lösungen, die den gesamten Zeitraum von etwa dreißig Jahren - d.h. von beispielhaften Pilotprojekten bis zur wirklichen Marktdurchdringung - überdecken, sind wohl illusorisch. Gebraucht werden definierte Einführungsziele und Übergangsregelungen für die nächsten 10 - 15 Jahre. Herr Pfaffenberger hat die wenigen Möglichkeiten, zwischen denen gewählt werden muß, in seinem Referat eindrucksvoll beschrieben.

Entscheidend für den Erfolg ist, daß technisch gesehen für die einzelnen Komponenten der Stromversorgung weitreichende Ziele gesetzt werden und daß Planungsstrukturen mit Meilen-

steinen entwickelt werden, um diese Ziele auch wirklich zu erreichen. Die DPG hat in ihrem Memorandum für die erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahr 2030 einen Anteil von 30% an der deutschen Stromversorgung gefordert, und das auf der Basis des heutigen Bedarfs. Der jährlich Zubau muß also in der Größenordnung von 1% pro Jahr liegen und damit bis zum Jahre 2010 insgesamt etwa 10% erreichen.

Perspektiven und Grenzen einzelner Technologien

Die einzelnen Ergebnisse zur Ausbaufähigkeit unserer regenerativen Stromversorgung lassen sich am besten an der Tabelle von Herrn Groscurth (siehe Seite 122) erläutern. Und zwar ergibt sich in der Reihenfolge der vorgeschlagenen Mindestanteile an der Stromversorgung für das Jahr 2010:

1. **Biomasse:** Die Biomasse hat mit 20% einen großen Anteil am Aktionsprogramm. Hier lassen sich die vorhandenen Potentiale grundsätzlich am schnellsten umsetzen, und daraus resultiert ein Anteil von 1,7% an der deutschen Stromversorgung für 2010. Allerdings hat Herr Mohr in seinem Referat über die erreichbaren bzw. ausschöpfbaren Potentiale der Biomasse deutlich gezeigt, daß einem weiteren Ausbau nach 2010 grundsätzlich Grenzen gesetzt sind. Vielleicht ist es realistisch, gemessen am heutigen Bedarf, auf die Dauer einen Anteil der Biomasse von 6% am deutschen Strom anzusetzen.
2. **Windenergie:** Die Windenergie ist aufgeteilt in den Landbereich ("on-shore") und den Küstenbereich ("off-shore").

On-Shore Bereich:

20% des Aktionsprogramms entsprechen 1,2% des Anteils an der künftigen Stromerzeugung. Herr Kleinkauf hat aufgrund seiner Online-Daten über das Stromangebot von 1.500 Windanlagen in Deutschland bis zum Jahr 2005 einen Windgesamtanteil von 4% als Ziel gesetzt. Dem entspricht in etwa im Aktionsprogramm die zulässige Standardobergrenze von 2,5% für die Förderung innerhalb des Programms. Einzelheiten haben wir nicht diskutiert. Es gibt Abschätzungen, die besagen, daß 50% der genehmigungsfähigen Windstandorte für Anlagen auf dem Land heute bereits genutzt werden. Andererseits ist die Einführung von leistungsfähigeren 1,5 MW-Anlagen sehr aussichtsreich. Hier ist also ein großes Potential.

Off-Shore Bereich:

10% des Aktionsprogramms oder 0,6% Anteil an der künftigen Stromerzeugung werden als Mindestanteil empfohlen. Nur wenige Seemeilen vor der deutschen Ostseeküste beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit - an ausreichend großen Abschnitten der Küste - 8 Meter pro Sekunde. Sie ist damit praktisch doppelt so groß wie an der unteren Grenze der Windlagen auf dem Land (z.B. im Aachener Raum 4,5 Meter pro Sekunde). Die elektrische Leistung einer Windanlage ist nun aber der dritten Potenz der

Windgeschwindigkeit proportional. Man muß also grob gesagt bei gleicher Rotorgröße im Aachener Raum 8mal so viele Anlagen aufstellen wie vor der deutschen Ostseeküste, um das gleiche Stromangebot zu bekommen. Das spricht für sich. Außerdem läßt sich die Schwachstelle der deutschen Windenergie - nämlich ihre starke Wetterabhängigkeit - bei der Nutzung von Off-Shore-Windparks reduzieren. Dort lassen sich 4000 Voll-Laststunden im Jahr im Gegensatz zu 2000 im Aachener Raum erreichen. Grundsätzlich läßt sich natürlich die Wetterabhängigkeit von Windparks durch Kombination mit Gas- oder auch Biogasanlagen, die dann entsprechend ergänzend mit 4000 - 6000 Voll-Laststunden betrieben werden, kompensieren. Darüber hat Herr Kleinkauf berichtet.

Option Importstrom

Bei den folgenden Techniken ist auch der Import von Strom aus anderen Ländern wichtig. Denn die heimischen Quellen erneuerbarer Energien werden langfristig für das angestrebte Gesamtangebot nicht ausreichen, und deshalb ist die Option Importstrom aus erneuerbaren Energien besonders auszubauen. Die Energieversorger bevorzugen dabei Möglichkeiten an der Grenze der heutigen Wirtschaftlichkeit, und das heißt Hochspannungsgleichstrom-Übertragung aus Skandinavien und vielleicht auch aus Rußland zur Nutzung von Wasserkraft. Dabei tritt aber die prinzipiell für Europa am stärksten ausbaufähige Option, nämlich die Solarstromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken, in den Hintergrund.

3. **Wasserkraft:** Die Zubaumöglichkeiten für Wasserkraft sind im Programm jeweils mit 10% für die heimischen Quellen und für den Importanteil auch mit 10% angegeben. Sicher eröffnet Importstrom aus Skandinavien durch Hochspannungsgleichstrom-Übertragung neue Möglichkeiten auch für die Speicherung von Energie, aber die praktisch erreichbaren Potentiale sind begrenzt. Das Letztere gilt besonders für die heimischen Quellen, was in den relativ hohen Gestehungskosten von 20 Pfennigen zum Ausdruck kommt.
4. **Solar-thermische Stromerzeugung mit Stromübertragung nach Deutschland (Importstrom):** Die solar-thermische Stromerzeugung steht mit 20% Anteil am Aktionsprogramm an der dritten Stelle. Stromverluste bei der Übertragung aus Südeuropa halten sich in Grenzen (bis zu 15% im Fall von Südspanien). Außerdem ist dieses Angebot erstaunlich billig: Für 20 - 25 Pfennige (Gestehungskosten) kann dieser Strom unter der Voraussetzung von Übertragungsmöglichkeiten im Rahmen der Deregulierung in Deutschland eingespeist werden. Nicht zuletzt ist die Energie bei dieser Solartechnologie thermisch speicherbar. Sie kann als Schmelzwärme in salzhaltigen Keramikbehältern so gespeichert werden, daß von morgens bis nachts ein gleichmäßiges Stromangebot bereitgestellt werden kann. Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang auf den Einsatz von Hybridanlagen.

Wie das Phoebus-Projekt (siehe Seite 77) zeigt, sind deutsche Firmen auf diesem Gebiet seit vielen Jahren führend. Allerdings ist diese Position gefährdet. Ein anderes Beispiel ist, daß die deutsch-englische Firma Polkington-Solar (ehemals Flachgas) für Kraftwerke

mit Rinnenkollektoren eine seit längerem ungenutzte Kollektoren-Produktionsanlage mit einer Kapazität von 150 MW/Jahr besitzt. Diese letztere Technologie stellt die heute preiswerteste Möglichkeit dar.

5. **Photovoltaik:** Es werden 0,5% als Anteil am Aktionsprogramm und damit 0,03% an der Stromversorgung für das Jahr 2010 bzw. 3% an den Gestehungskosten für unser Programm zugrunde gelegt. Es gibt genug Potentiale für dezentrale Anwendung der Photovoltaik in Gebieten, die nicht von elektrischen Netzen versorgt werden. Die Markteinführung dieser Technologie muß auch bei uns in Deutschland durch eine ernste Unterstützung dezentraler Anlagen demonstriert werden. Rein quantitativ gesehen steht die Photovoltaik im Jahr 2010 nur an letzter Stelle. Alle, die die Vorschläge der Gruppe "Energie 2010" studiert haben, werden anhand der früheren Zahlen über diese Schlußfolgerung nicht überrascht sein.

Ein beispielhafter Vorschlag

An dieser Meßlatte hat Herr Groscurth (ZEW) seinen Vorschlag orientiert, der allgemein als eine gute Diskussionsgrundlage akzeptiert wurde. Er basiert ausschließlich auf Verfahren, die heute Stand der Technik sind und für die Preise angegeben werden können. Was den gesamten Kostenrahmen betrifft, so wurde davon ausgegangen, daß bei einer geeigneten Mischung des Zubaus gewissermaßen ein zukünftiger Mix für grünen Strom definiert werden kann, der einem durchschnittlichen Gestehungspreis von etwa 16 Pfennigen entspricht. Die Differenz zwischen den mittleren Stromgestehungskosten des konventionellen Kraftwerksparks und den Abnahmepreisen der Lieferverträge ist durch ein geeignetes Verfahren auszugleichen. Entscheidend sind dabei zwei Aspekte:

1. Die Anteile in diesem Mix werden nicht festgeschrieben, sondern durch ein Ausschreibungsverfahren wird garantiert, daß Elemente des Wettbewerbs zum Zuge kommen und sich die Zusammensetzung in angemessenen Zeitspannen auch ändern kann. Es werden für die Anteile der einzelnen technischen Sparten Bandbreiten festgelegt, die einen geforderten Mindestbeitrag und eine zulässige Obergrenze haben. Dadurch wird erreicht, daß innerhalb der erneuerbaren Energien verschiedene Optionen unter marktwirtschaftlichen Aspekten in einem geschützten Bereich gefördert werden.
2. Die Kosten für einen derartigen Ausbau bzw. ein zusätzliches Stromangebot ließen sich im belastbaren Bereich der Stromwirtschaft durchaus auffangen. Zu fördern ist die Differenz zwischen den Gestehungskosten von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen und konventionell erzeugtem Strom der EVU. Die Finanzierung des Aktionsprogramms kann sich aus einer oder mehreren Quellen speisen. Dies wären z.B.
 - Allgemeine Haushaltsmittel des Bundes

- Aufschlag auf den Stromverbrauch aller Verbraucher oder ausgewählter Verbrauchergruppen
- Erhöhung der Mehrwertsteuer auf Strom

Der Vorschlag vom ZEW ist so gehalten, daß in diesen Bereichen ein tragbarer Preisanstieg in der Größenordnung von 1% pro Jahr (0,1 - 0,2 Pfennige/kWh) ausreicht, um ein neues Aktionsprogramm zu finanzieren.

Aspekte des Wettbewerbs beim Ausschreibungsverfahren

Zum Ausbau tragfähiger Optionen wird ein Mengenkontingent für Strom aus erneuerbaren Energien festgelegt, das im Beispiel unseres Vorschlags 6% der heutigen Stromerzeugung beträgt. Basierend auf der Vorrangregelung, die in der europäischen Richtlinie vorgesehen ist, werden die Netzbetreiber verpflichtet, diesen Strom auch abzunehmen. Das Mengenkontingent wird ausgeschrieben, und die günstigsten Anbieter erhalten dann Abnahmeverträge zu festen Preisen über einen definierten Zeitraum zwischen 10 und 15 Jahren.

Für die Anteile der einzelnen Technologien am Aktionsprogramm müssen Bandbreiten festgelegt werden, um zu verhindern, daß eine einzelne Technologie den Löwenanteil der verfügbaren Mittel an sich bindet. Gleichzeitig wird dadurch sichergestellt, daß heute noch marktfähige Techniken, wie die Photovoltaik, einen Mindestanteil erhalten. Außerdem wird für die Stromgestehungskosten jeder Technikategorie eine Obergrenze empfohlen. Angebote, die höher liegen, werden also nicht berücksichtigt. Dieses Vorgehen erlaubt eine Obergrenze für die Kosten des Aktionsprogramms.

Gemäß dem Vorschlag bezahlt der Netzbetreiber den Strom der erneuerbaren Energien auf der Basis seiner vermiedenen Kosten (z.B. 7 Pfennige pro kWh). Die Differenz zwischen diesem Preis und dem Angebot des Betreibers muß ausgeglichen werden. Das kann zum Beispiel im Rahmen einer Stiftung geschehen, deren Mittel für diesen Zweck aus einem Aufschlag auf die Übertragungspreise des Netzbetreibers gespeist werden.

Auf der Basis dieser Vorschlagselemente, nämlich ein Zubau von 6% des heutigen Stromverbrauchs in zehn Jahren, einer angenommenen vorsichtigen Entwicklung der Kostenobergrenzen, vermiedenen Kosten von 7 Pfennig/kWh und einem unterstellten linearen Programmverlauf ergeben sich Gesamtkosten, die sich ein Jahr nach dem Programmstart auf *240 Millionen DM/a* belaufen und nach 10 Jahren *2,4 Milliarden DM/a* erreichen. Würde man diese Kosten auf die privaten Haushalte und öffentlichen Einrichtungen umlegen, so wäre ein Betrag von 0,15 Pfennige/kWh am Beginn und 1,5 Pfennige/kWh gegen Ende des Programms erforderlich.

Kernpunkt des Vorschlags ist sein Wettbewerbscharakter. Er führt zu einer dynamischen Reduzierung der Stromgestehungskosten, wie das englische Beispiel zeigt. Im Wettbewerb innerhalb einer Technikategorie und zwischen den verschiedenen Techniken erhalten die kostengünstigen Anbieter den Zuschlag. Gleichzeitig wird aber durch die Einführung von Bandbreiten dafür gesorgt, daß alte Techniken eine Mindestförderung erhalten. Diese Mindestförderung würde in Zukunft z.B. für die Biomasse die gleiche Bedeutung haben wie das 250 MW Programm für die Windenergie in der Vergangenheit.

Für Altanlagen kann ein befristeter Bestandschutz nach dem alten Einspeisegesetz vorgesehen werden. Alternativ ist denkbar, die erste Ausschreibungsrunde für bestehende Anlagen durchzuführen, wie dies in England getan wurde. Mitnahmeeffekte werden durch den Wettbewerbscharakter minimiert, Techniken, die ohnehin wirtschaftlich sind, d.h. unterhalb der vermiedenen Kosten angeboten werden, werden automatisch nicht gefördert. Sie sollten jedoch unter die Abnahmegarantie fallen und können auf die Quote angerechnet werden, wenn dies politisch gewünscht ist.

Der Vorschlag ist auch geeignet, Joint Implementation Projekte aufzunehmen. Dies ist vor allem für die solar-thermische Stromerzeugung von Bedeutung, die mittelfristig eine wichtige Option darstellen könnte.

Zur Durchführung des Aktionsprogramms ist ein Gremium erforderlich, daß die Bandbreiten und die Kostenobergrenzen festlegt. Außerdem ist eine Institution erforderlich, die die Ausschreibungen durchführt. Letztere könnten aber auch den Netzbetreibern übertragen werden, wenn eine geeignete Aufsicht sichergestellt ist.

Schlußbemerkung

Seit dem Workshop im Februar hat das hier vorgeschlagene Aktionsprogramm als Diskussionsgrundlage für eine ganze Reihe von Überlegungen und Besprechungen unter Bundestagsabgeordneten und Beamten der Bonner Ministerien gedient. Es ist auf großes Interesse gestoßen und auch für die erste Formulierung eines "Nationalen Aktionsprogramms" aufgegriffen worden, das als Vorschlag in der CDU-Fraktion des Bundestages diskutiert wird.

Teilnehmer des Workshops

Kursiv genannte Teilnehmer haben an der Vorbereitung des Workshops mitgewirkt.

Frau Dr. H. Bergmann	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Postfach 10 34 43 68034 Mannheim
Prof. Dr. W. Blum	CERN Division PPP CH - 1211 Genf 23 Schweiz
G. Daniëls	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen Schinkelstr. 6 52056 Aachen
Frau W. Glücklich, MdB	CDU-Bundestagsfraktion Bundeshaus 53113 Bonn
K.-D. Grill, MdB	CDU-Bundestagsfraktion Bundeshaus 53113 Bonn
G. v. d. Groeben	SPD-Bundestagsfraktion Bundeshaus 53113 Bonn
<i>Dr. H.-M. Groscurth</i>	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Postfach 10 34 43 68034 Mannheim
<i>J.-Fr. Hake</i>	Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich

<i>W. Hatje</i>	Abteilung für Grundsatzfragen Energiewirtschaft PreussenElektra Tresckowstr. 5 30457 Hannover
Dr. H. Henssen	Arbeitskreis Energie Untergründemich 4 51491 Overath
<i>Dr.-Ing. H. P. Hertlein</i>	Forschungsverbund Sonnenenergie Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. 51140 Köln
Frau M. Hustedt, MdB	Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen Bundeshaus 53113 Bonn
Dr. G. Isenberg	Daimler-Benz AG Abt. F1M/G 70322 Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. W. Kleinkauf	Institut für Solare Energieversorgungstechnik Universität Kassel Königstor 59 34119 Kassel
Dr. P. Markewitz	Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich
Prof. Dr. H. Mohr	Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden- Württemberg 70565 Stuttgart
Prof. Dr. W. Nahm	Physikalisches Institut Universität Bonn Nußallee 12 53115 Bonn

Dr. J. Nitsch	Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. Postfach 80 03 20 70503 Stuttgart
Dr. Ch. Nölscher	Siemens AG ZFE - ICE Paul-Gossen-Str. 100 91050 Erlangen
<i>Prof. Dr. W. Pfaffenberger</i>	Institut für Volkswirtschaftslehre Carl von Ossietzky Universität Oldenburg Postfach 2503 26111 Oldenburg
H.-O. Schmiedeberg, MdB	CDU-Bundestagsfraktion Bundeshaus 53113 Bonn
D. Schütz, MdB	SPD-Bundestagsfraktion Bundeshaus 53113 Bonn
<i>Prof. Dr. K. Schultze</i>	Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft und Physikalisches Institut IIIA Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen Physikzentrum Sommerfeldstr. 52056 Aachen
Prof. Dr.-Ing. D. Schwarz	VEW-Energie AG Rheinlanddamm 24 44139 Dortmund
J. Steffens	CDU/CSU-Bundestagsfraktion Bundeshaus 53113 Bonn

Prof. Dr. P. C. Stichel	Fakultät für Physik Universität Bielefeld Universitätsstr. 25 33615 Bielefeld
<i>Dr. W. Süss</i>	Bayernwerk AG Nymphenburger Str. 39 80335 München
Prof. Dr.-Ing. R. Theenhaus	Vorstand Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich
Prof. Dr. J. Treusch	Vorsitzender des Senats der Helmholtzgemeinschaft und Vorstandsvorsitzender Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich
Dr. F. Trieb	Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik Pfaffenwaldring 38-40 70569 Stuttgart
Dr. H. Voigt	Forststr. 13 91056 Erlangen
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner	Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik Technische Universität München Arcisstr. 21 80333 München

1. **Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland. Stand der Entwicklung**
IKARUS-Workshop vom 24. bis 25. Januar 1996
herausgegeben von S. Molt, U. Fahl (1997), 292 Seiten
ISBN 3-89336-205-3
2. **Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft**
Ein Beitrag zum Klimaschutz
Workshop am 19. Februar 1997, veranstaltet von der Forschungszentrum Jülich GmbH und der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
herausgegeben von J.-Fr. Hake, K. Schultze (1997), 138 Seiten
ISBN 3-89336-206-1
3. **Modellinstrumente für CO₂-Minderungsstrategien**
IKARUS-Workshop vom 14. bis 15. April 1997
herausgegeben von J.-Fr. Hake, P. Markewitz (1997), 284 Seiten
ISBN 3-89336-207-X
4. **IKARUS-Datenbank - Ein Informationssystem zur technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Bewertung von Energietechniken**
IKARUS. Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien
Abschlußbericht Teilprojekt 2 „Datenbank“
H.-J. Laue, K.-H. Weber, J. W. Tepel (1997), 90 Seiten
ISBN 3-89336-214-2
5. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 1. Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1997), 410 Seiten
ISBN 3-89336-215-0
6. **Politiksznarien für den Klimaschutz**
Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes
Band 2. Emissionsminderungsmaßnahmen für Treibhausgase, ausgenommen energiebedingtes CO₂
herausgegeben von G. Stein, B. Strobel (1997), 110 Seiten
ISBN 3-89336-216-9

Forschungszentrum Jülich



Band 2
ISBN 3-89336-206-1
